

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 Технологические машины и оборудование
Профиль подготовки Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Исследование гидроимпульсного механизма и его возможное применение в горизонтально направленном бурении	

УДК 622.243.952.05:622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Кириллов Александр Максимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Е.Н.	К.Т.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.ф.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле А.В.	К.М.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Брусник О.В.	К.П.Н.		

Томск – 2018 г.

Запланированные результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для разработки оборудования нефтяных и газовых промыслов.	Требования ФГОС (ПК-19, ПК-20, ПК-23), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P2	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового производства для решения междисциплинарных инженерных задач.	Требования ФГОС (ПК-16, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.2, п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P3	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с разработкой и эксплуатацией нефтегазопромыслового оборудования, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов нефтегазового производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3; ПК-10; ОК-2, ОК -6), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P4	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование нефтяных и газовых промыслов, конкурентоспособных на мировом рынке машиностроительного производства.	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-6; ПК-9;
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового производства.	ПК -23, ПК-26), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.3; п. 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать	Требования ФГОС (ПК-19; ПК-20; ПК-21, ПК-24, ОК-6;

	нефтегазопромысловое оборудование, обеспечивать его высокую эффективность работы, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на нефтегазовом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4; п. 5.2.6; п. 5.2.7), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
Универсальные компетенции		
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.	Требования ФГОС (ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-13), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-9; ПК-7, ПК-25), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2; п. 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-5; ОК-Ю; ПК-6, ПК-17, ПК-18), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.	Требования ФГОС (ПК-22, ОК-7), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4, п. 5.2.5; п. 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.6; п. 5.2.15), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

	определение трагирующей нагрузки при ГНБ, определение характера прихвата; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность; 6. Заключение по работе.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Черепанова Н.В.
Социальная ответственность	Штейнле А.В.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
-	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Е.Н.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Кириллов А.М.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 15.03.02 Технологические машины и оборудование
Профиль подготовки Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Отделение нефтегазового дела
Уровень образования: Бакалавриат
Период выполнения: весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.02.18	<i>Теоретическая часть работы</i>	10
8.03.18	<i>Расчет срабатывающей нагрузки</i>	20
22.03.18	<i>Расчет прочности трубопровода</i>	15
12.04.18	<i>Расчет плотности бурового раствора</i>	15
26.04.18	<i>Выполнение части финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.05.18	<i>Выполнение части социальная ответственность</i>	10
24.05.18	<i>Проведение выводов о работе</i>	15
7.06.18	<i>Устранение недочетов в работе</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пашков Е.Н.	К.Т.Н		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Брусник О.В.	К.П.Н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает в себя: 102 страниц, 14 рисунков, 19 таблиц, 46 источников.

Ключевые слова: гидроимпульсный механизм(ГИМ), гидропульсатор, безбойковый механизм, вынужденные колебания, собственная частота, резонанс, рукав высокого давления (РВД), плунжер, инерционная масса, прихват, поршень, колона труб, скважина, горизонтально направленное бурение, наклонно-направленное бурение.

Объектом исследования является гидроимпульсный механизм и аварии, возникающие при горизонтально направленном бурении.

Цель работы: Найти пути решения проблемы прихватов трубы в скважине при ГНБ с помощью гидроимпульсного механизма (импульсов и колебаний) уменьшающих трение между трубой и скважиной.

Для этого нужно подобрать необходимые колебания гидроимпульсного механизма при которых возможно будет страгивание бурового инструмента при возникновении прихвата.

Задачи исследования:

- Осуществить анализ гидроимпульсного механизма(ГИМ)
- Осуществить анализ горизонтально направленного бурения(ГНБ)
- Выполнить расчет масс-геометрических параметров ГИМ
- Определить величину трения между колонной и скважиной
- Рассчитать страгивающую нагрузку
- Определить максимально допустимую плотность бурового раствора

В выпускной квалификационной работе рассмотрены гидроимпульсные механизмы различных модификация, приведено описание каждого из них, рассмотрен способ горизонтально направленного бурения и расчет страгивающей нагрузки.

Результатом проведенной работы является возможность применения гидроимпульсного механизма в горизонтально направленном бурении, как дополнительного механизма предотвращающего прихваты.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2016, в программе Компас3D.

Нормативные ссылки

В данной выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 27409-97. Нормирование шумовых характеристик стационарного оборудования.

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.011-78 ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

ГОСТ Р 51330.3-99. Заполнение или продувка оболочки под избыточным давлением р.

ГОСТ 17.2.1.03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения.

ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ Р 51364-99. Аппараты воздушного охлаждения, Общие технические условия.

РД 153–39.4–074–01 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на подводных переходах магистральных нефтетрубопроводов»

ПОТ РМ-016-2001. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями).

СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997. – с. 12.

СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы.

СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.

СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации.

СНиП 2.05.06-85*. «Магистральные трубопроводы».

СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

СП 10.13130.2009. Системы противопожарной защиты внутренних противопожарный водопровод требования пожарной безопасности.

СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

СН 433-71, ВНТП 01-81. Нормы технологического проектирования.

СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

Список сокращений

ГИМ	– гидроимпульсный механизм
РВД	– рукав высокого давления
ГИСМ	– гидроимпульсный силовой механизм
ГНБ	– горизонтально направленного бурения
КПД	– коэффициент полезного действия
ОАО	– открытое акционерное общество
ПНД	– полиэтилен низкого давления
УБТ	– утяжеленная бурильная труба
КНБК	– компоновка низа бурильной колонны
ЗТС	– запас текущего снабжения
ГС	– горизонтальные скважины
БГС	–субгоризонтальные скважины
ПФ	– пенсионный фонд
ФСС	– фонд социального страхования
ФФОМС	– федеральный фонд обязательного медицинского страхования
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ГСМ	– горюче-смазочные материалы
ДВС	– двигатель внутреннего сгорания
ГНВП	– газонефтеводопроявление
ЛЭП	– линии электропередач
ПЭС	– плановое экономическое сопровождение
НИ	– научное исследование
ННБ	– наклонно-направленное бурение
ПМН	– промысловый магистральный нефтепровод
РД	– руководящий документ
СНиП	– строительные нормы и правила
СП	– свод правил
СПО	– спуско-подъемные операции

Определения

Газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования. —

Скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

Горизонтально-направленное бурение: Управляемый бестраншейный метод прокладки подземных коммуникаций, который основан на применении специальных буровых установок.

Содержание

Введение	14
1. Обзор литературы	16
2. Горизонтально направленное бурение	22
2.1 Технология горизонтального направленного бурения	22
2.1.1 Бурение пилотного отверстия	22
2.1.2 Расширение пилотного отверстия.....	24
2.1.3 Протяжка трубопровода.....	25
2.1.4 Заключительный этап.....	26
2.2 Горизонтально-направленные бурильные машины	26
2.3 Система определения местонахождения	27
2.4 Финансово-экономический аспект.....	28
2.5 Социально-экономический аспект	28
2.6 Трубы которые можно укладывать методом ГНБ.....	28
2.7 Прихват	30
2.7.1 Осложнения при бурении ГНБ.....	34
2.7.2 Прихват под действием дифференциальное давление	35
3. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин	42
3.1 Определение страгивающей нагрузки при ГНБ.	42
3.2 Определение характера прихвата при бурении горизонтального участка скважины	45
3.3 Определение условий бурения, при которых возможно избежать прихвата ..	48
3.4 Расчет толщины стенки. Проверка на прочность.....	51
3.5 Проверка трубопровода на смятие.....	54
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	60
4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	60

4.1.2. Анализ конкурентных технических решений	61
4.1.3. SWOT – анализ.....	62
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	64
4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	64
4.2.2. Разработка графика проведения научного исследования	65
4.2.3 Расчёт стоимости проведения строительства скважины при помощи ГНБ траншейным способом	67
4.2.4 Расчет амортизационных отчислений	68
4.2.5 Расчет заработной платы для траншейного метода прокладки	69
4.2.6. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	71
4.2.7 Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления) по траншейному методу	72
4.2.8 Затраты на проведение организационно-технического мероприятия по траншейному методу	73
4.3. Определение ресурсоэффективности проекта	74
5. Социальная ответственность при бурении наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины.	78
5.1 Производственная безопасность	78
5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды	79
5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды	85
5.2 Экологическая безопасность	88
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	92
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.....	95
Заключение	97
Список использованных источников	99

Ведение

Нефтегазовый сектор является в данное время и в будущей перспективе одним из важнейших сфер российской экономики. В нефтегазовом деле, существует огромный инновационный резерв, а кроме того и денежные средства для его последующего осуществления, если взглянуть на проблему с другой стороны, то можно сделать вывод, что без широкого использования инновационных технологий невозможно дальнейшее развитие и продуктивное функционирование нефтяной и газовой промышленности. На данный момент, как в России, так и во всем мире происходит качественное усложнение условий освоения ресурсов нефтегазовой отрасли.

Анализ эффективности применения различных способов бурения показывает, что в настоящее время и в горнодобывающей промышленности и во многих других областях промышленности большое место занимает ударные машины. Одно из прогрессивных направлений в нефтегазовой отрасли, а именно в разработке малых диаметров скважин при горизонтально-направленном бурении – это безбойковые механизмы, силовые импульсные системы с гидравлическим приводом. Но на данный момент больше применяют гидроударный привод объемного типа. В Национально Исследовательском Томском Политехническом Университете с 1976 года по настоящее время проводятся разработка и исследования безбойковых гидроимпульсных механизмов для интенсификации разрушения пород.

Цель: найти пути решения проблемы прихватов труб при горизонтально направленном бурении, при помощи использования гидроимпульсного механизма, как дополнительного оборудования создающего необходимые импульсы и колебания, уменьшающие трение между трубой и скважиной.

В Томском политехническом университете ведутся исследования по созданию гидроимпульсного механизма (далее ГИМ). Впервые гидроимпульсный силовой механизм предложен такими учеными, как В.Ф. Горбунов, П.Я. Крауиньш, Л.А. Саруев, В.А. Барашков. Принципиальная схема ГИМ показана на Рисунке 1.

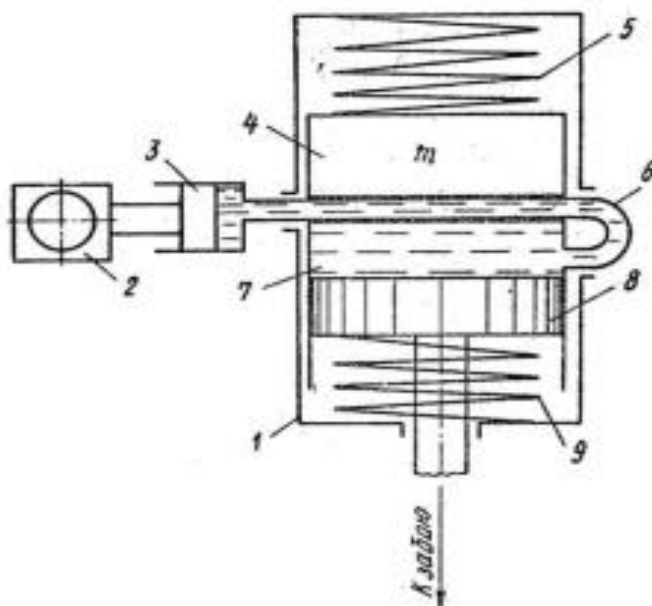


Рисунок 1 – Схема гидроимпульсного силового механизма(ГИСМ): 1 – корпус; 2 – гидропульсатор; 3 – плунжер гидропульсатора 4 – инерционная масса, 5 – пружина поджатия, 6 – рукав высокого давления (РВД); 7 – гидроцилиндр; 8 – поршень гидроцилиндра; 9 – пружина

Определено, то что при изменении главных характеристик ГИСМ, таких как сила поджатия, масса, жесткость пружины, вид формирующегося импульса меняется. Тем самым возможно регулирование ГИСМ с целью создания нужного импульса с установленными характеристиками.

Задачи исследования:

- Осуществить анализ гидроимпульсного механизма(ГИМ)
- Осуществить анализ горизонтально направленного бурения(ГНБ)
- Выполнить расчет масс-геометрических параметров ГИМ
- Определить величину трения между колонной и скважиной
- Рассчитать страгивающую нагрузку
- Определить максимально допустимую плотность бурового раствора

1. Обзор литературы

В ходе написания выпускной квалификационной работы были использованы научная литература, диссертации, учебно-методические материалы, проанализированы статьи на темы связанные с разработкой модели ГИМ и возможностью использования ее в горнодобывающей промышленности, разработки скважин малого диаметра. Разработкой и исследованием данного механизма занимались такие ученые как: Саруев Л.А , Пашков Е.Н, Зиякаев Г.Р. «ГИМ бурильных машин для алмазного бурения горных пород» , «Обоснование параметров ГИМ для бурильных установок», Пашков Е.Н, Зиякаев Г.Р, Юровский П.Г, «Одноконтурный ГИМ бурильных машин», «Анализ эффективности ГИМ бурильных машин», Саруев Л.А, Пашков Е.Н, Зиякаев Г.Р , Цыганкова М.В «Повышение эффективности разрушения горных пород применением безбойковой ГИСМ», также многие статьи и научные работы этих авторов.[1]

В статье. «ГИМ бурильных машин для алмазного бурения горных пород» Новосельцевой М.В приведены сравнения гидроимпульсного механизма, пневмоударника, перфоратора, модифицированного гидроимпульсного механизма для алмазного бурения, бурения скважин для проведения буровзрывных работ (бурения скважин малого диаметра).

На данный момент, более распространённый метод-это гидроударный привод объемного типа, где бойек осуществляет движение под действием давлением жидкости, данные механизмы более эффективны по энергетическим параметрам и КПД, по сравнению с пневмоударниками.

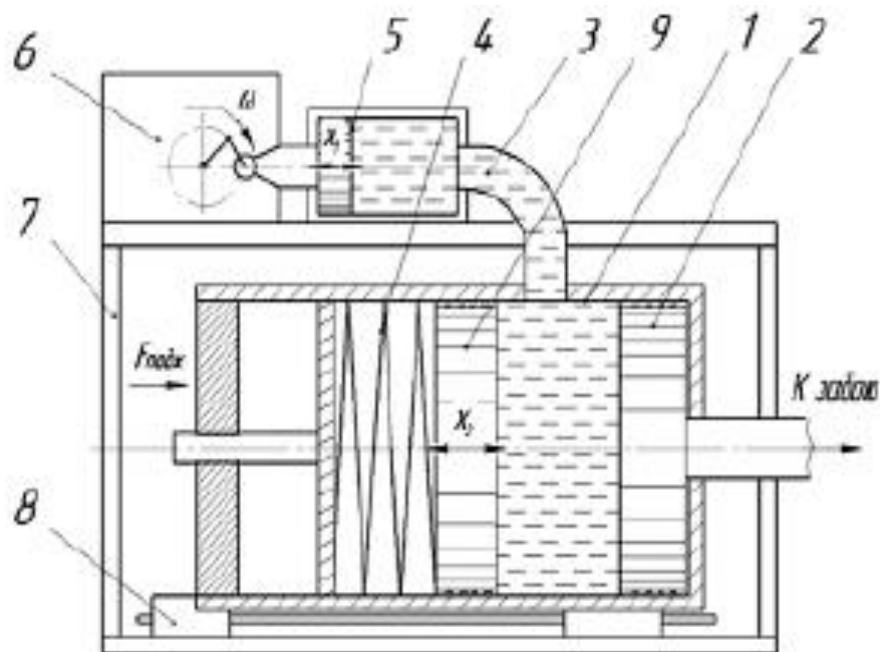


Рисунок 2 – Схема ГИМ: 1 – корпус гидроцилиндра; 2 – поршень; 3 – рукав высокого давления; 4 – пружина поджатия; 5 – плунжер; 6 – привод плунжера; 7 – рама; 8 – направляющие; 9 – инерционная масса.

Дальше была разработана еще одна теоретическая модель ГИМ без нелинейного элемента в виде рукава высокого давления, который обладает высокой объемной упругостью.

Рассмотрим ГИМ без колебательного контура РВД.

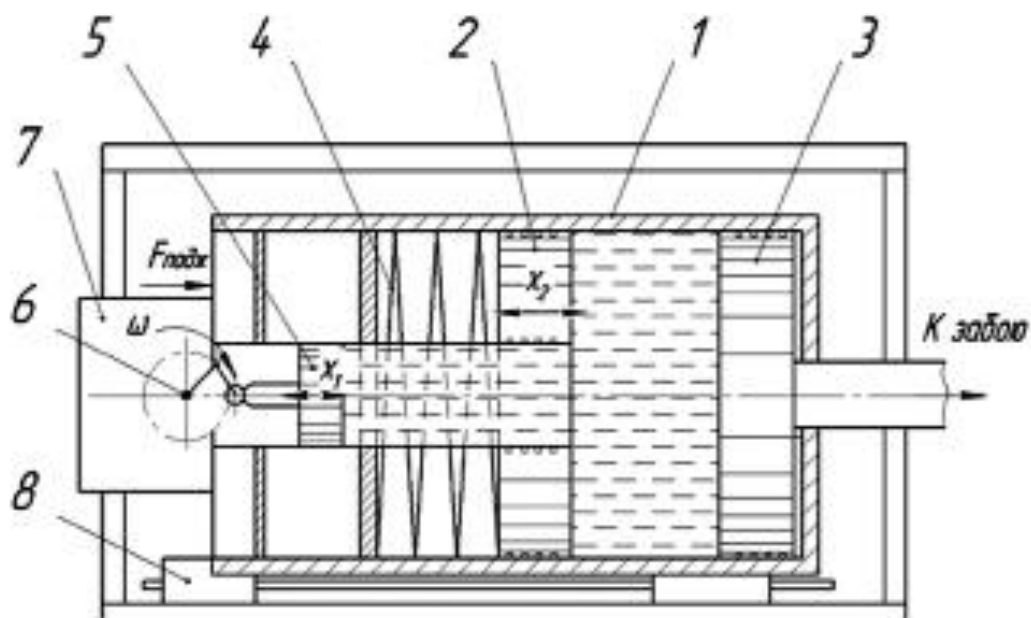


Рисунок 3 – Принципиальная схема ГИМ новой модификации: 1 – гидроцилиндр; 2 – инерционная масса; 3 – поршень; 4 – пружина; 5 – поршень плунжера; 6 – привод плунжера; 7 – блок управления; 8 – направляющие; 9 – основной корпус.

В ходе сравнения данных механизмов и анализа результатов, сделан вывод о том, что использование ГИМ возможно для соответствующих видов бурения для интенсификации прохождения пород посредством увеличения частоты импульсов, энергии импульса.

Таблица 1 – Сравнение частоты импульсов и энергии ударов

	Частота импульсов , (Гц)	Энергия импульсов , (Дж)
Гидроимпульсный механизм	73	15
Гидравлический перфоратор COP 2238HD	73	22
Модернизированный гидроимпульсный механизм	73	26
Гидравлический перфоратор COP 3038	117	30
Модернизированный гидроимпульсный механизм	117	105

Так же разработан и защищен патент «Безбойковый гидроимпульсный механизм» на полезную модель схема ГИМ новой модификации и передан в ОАО «Юргинский машзавод» и принята к внедрению в производство.

Е.Н. Пашков, Г.Р. Зиякаев, М.В. Цыганкова, А.В. Пономарев «Анализ эффективности гидроимпульсного механизма бурильных машин». В данной работе проведены расчеты и выведены дифференциальные уравнения, дающие представление о ГИМ и процессах в данном механизме за полный цикл его работы. Приведено сравнение теоретических моделей ГИМ. На основе расчетов сделаны выводы об эффективности использования приведенных моделей. Представлен

график сравнения импульсов на поршне в резонансном режиме с разным количеством колебательных контуров 1 и 2. Из графика авторы сделали вывод о том, что ГИМ с 2 колебательными контурами эффективнее за счет того, что амплитуда импульсов во много раз больше. [2]

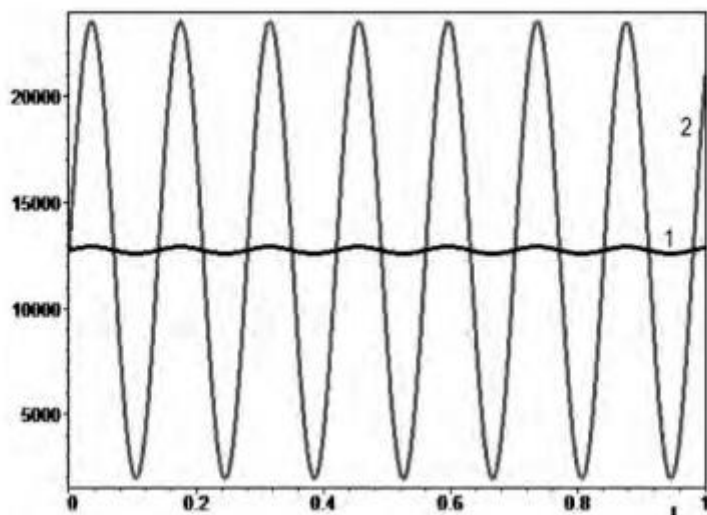


Рисунок 4 – Импульсы давления на поршне в резонансном режиме

1-ГИМ с одним колебательным контуром; 2-ГИМ с двумя колебательными контурами.

Новосельцева М.В. диссертация на тему «Обоснование параметров ГИМ для бурильных установок». В которой отражены анализы исследований по формированию и передачи импульсов ударно-вращательными механизмами дал понять, что главным из параметров, оказывающих влияние на процесс разрушения породы -это амплитуда, форма импульса при ударе. Актуальной задачей является повышение кпд и эффективности процесса бурения за счет установки рациональных характеристик ударных узлов. Так же установлено, что теоретическая модель ГИМ разработанная учеными ТПУ, может эксплуатироваться как рабочий узел в буровых головках. Проведен анализ, показавший, что ГИМ создает импульсы силы соизмеримые с нужной силой для разрушения породы. На стенде для экспериментов были выполнены исследования, которые не дали полной картины о эффективных настройках и параметрах ГИМ, необходимых для интенсификации породы.

В заключении диссертации приведены выводы о проделанной работе и полученных результатах.

Сделан вывод о целесообразности использования ГИМ для бурения скважин вместо перфораторов и буровых головок, за счет формирования импульса достаточного для разрушения горной породы и передачи инструменту для бурения.

Установлено, как характер выходного сигнала влияет на характеристики импульса. Оптимальная частота работы находится в зарезонансном участке для формирования максимальной амплитуды.

Защищен патент «Безбойковый гидроимпульсный механизм» на полезную модель ГИМ, дающие повышение параметров и возможность применения механизма для интенсификации разрушения породы с нужной энергии импульса. [3]

При написании данной работы также была использована литература, связанная с таким видом аварии на производстве, как прихват, а в частности дифференциальный прихват. Проанализирована статья Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Ложкин С.С., Горпинченко В.А., «Образование дифференциальных прихватов и метод их ликвидация.» [6]

В данной статье рассмотрен механизм образования дифференциального прихвата и общих принципов его ликвидации, лабораторное тестирование и результаты промысловых испытаний реагента для ликвидации дифференциального прихвата. Дифференциальный прихват является аварийной ситуацией при строительстве скважин, поэтому существует множество инструкций по предупреждению и борьбе с прихватами, и технических приспособлений для решения данной проблемы, например, гидравлические и механические ясы.

2. Горизонтально направленное бурение

2.1 Технология горизонтального направленного бурения

Горизонтально направленное бурение (ГНБ) распространенный бестраншейный метод прокладки подземных коммуникаций, основанный на использовании специальных буровых комплексов (установок). Длина прокладки путей может быть от нескольких метров до нескольких километров, а диаметр более 1200 мм. Для защиты коммуникаций применяются трубы из полиэтилена (ПНД), стали и других материалов.

Горизонтальное бурение, ставшее революционным в строительстве, было изобретено в 1963 году Мартином Черрингтоном, как альтернатива традиционному траншейному методу по прокладке коммуникаций.

Перед началом работ тщательно изучаются свойства почвы и ее строение, удаляются существующие подземные коммуникации; все необходимые разрешения на работу принимаются и производится выборочное исследование почвы. Все результаты имеют первостепенное значение для выбора пути и тактики укладки отверстий. Особенное внимание необходимо отдать оптимальному месторасположению бурового оснащения на стройплощадке и обеспечению условий безопасности труда для рабочих и других людей. Метод ГНБ состоит из четырехэтапного процесса:

2.1.1 Бурение пилотного отверстия

Бурение пилотного отверстия является одним из важных этапов работы, значительно влияя на результат. Это делается с помощью скально-режущего инструмента фронтальная скошенная головка с установленным передатчиком. Бурильная головка крепится к гибкому приводному стержню с помощью полого трубопровода; он позволяет контролировать процесс сверления пилотного отверстия и обходить заранее обнаруженные подземные препятствия в любых направлениях внутри обычного изгиба в расширенной рабочей строке. Буровая головка имеет два водяных порта исполняющих подачу специального бурового раствора, который закачивается в полость скважину, делая суспензию с измельченной породой. Буровая жидкость уменьшает трение буровой

головки и бурильной колонны, стабилизирует отверстие скважины, охлаждает скальный инструмент, смывает горную породу и удаляет черенки. Контроль над месторасположением буровой головки выполняется с помощью специального приемника локатора, который обрабатывает и принимает сигналы от передатчика, встроенного в корпус сверлильной головки. Визуальная информация о положении, угле и азимуте сверлильной головки показана на дисплее локатора. Информация также отображается на удаленном дисплее оператора машины. Данные чрезвычайно важны для контроля соответствия пути прокладки трубопровода с проектной документацией и минимизируют риск резкого изменения рабочей строки. Информация также отображается на удаленном дисплее оператора машины. Данные чрезвычайно важны для контроля соответствия пути прокладки трубопровода с проектной документацией и минимизируют риск резкого изменения рабочей строки. Информация также отображается на удаленном дисплее оператора машины. Данные чрезвычайно важны для контроля соответствия пути прокладки трубопровода с проектной документацией и минимизируют риск резкого изменения рабочей строки.

В случае отклонения сверлильной головки от траектории проекта оператор останавливает вращение бурильной колонны и корректирует направление сверлильной головки. Затем бурильные колонны толкаются без вращения, чтобы исправить путь сверления. Сверление пилотного отверстия завершается, когда сверлильная головка находится на заданной точке выхода в соответствии с проектом.

Бурильная колонна представляет собой трубку диаметром около 60-80 мм и длиной 1-3 м. На концах бурильной колонны находятся конические наружные и внутренние резьбовые муфты на разных концах колонны. Бурильные колонны соединены друг с другом по очереди при перемещении сверлильной головки. Подключенные таким образом сверлильные строчки выглядят как гибкий канат, который используется для очистки канализационных труб.

Оператор может видеть угол поворота сверлильной головки и ее направление на дисплее ручного указателя, и если необходимо изменить направление сверления,

он дает оператору сверлильного станка порядок: «Стоп», а затем «Радировать по X» градусы (но это может быть сделано только в одном направлении, соответствующем направлению вовлечения нитей бурильной колонны), чтобы поместить сверлильную головку в правильном направлении и команды: «Переместите инструмент на X процентов вперед». После этого сверлильная головка перемещается вперед на X процентов, соответствуя команде оператора, затем оператор буровой машины начинает накачивать воду или бентонит с помощью поворота инструмента. Таким образом, бурение осуществляется по заданному пути. Вода или бентонит закачивают под регулируемым давлением через шпиндель сверлильного станка.



Рисунок 5 – Бурение пилотной скважины

2.1.2 Расширение пилотного отверстия

Буровое отверстие увеличивается при завершении бурения пилотного отверстия. Обратный разверток или расширитель прикрепляют к бурильной колонне вместо буровой головки. Расширитель вытягивается с выходного конца туннеля, обратно в машину, увеличивая пилотное отверстие до необходимого диаметра. Для обеспечения свободного вытягивания трубопровода через увеличенное отверстие скважины его диаметр должен быть на 35-50% больше диаметра трубопровода. Если требуется большой диаметр, процесс расширения повторяется несколько раз с использованием нескольких расширителей большего диаметра.



Рисунок 6 – Расширение пилотного отверстия

2.1.3 Протяжка трубопровода

Существует трубопроводная колонна, подготовленная для перемещения по противоположному от места бурильной машины скважины. Шарнир прикреплен к расширителю в конце строки; он предотвращает вращение трубопровода. Затем трубопровод прикрепляется к поворотному устройству с помощью специального захватного устройства. Таким образом, сверлильный станок тянет линию трубопровода в отверстие в пути проекта.



Рисунок 7 – Протягивание трубопровода

2.1.4 Заключительный этап

Инженерно-технический персонал переводит рабочий набор документов клиенту, где указывается фактическая позиция трубопровода в разных плоскостях. Обязательно описать связь между трубопроводом и ориентирами.

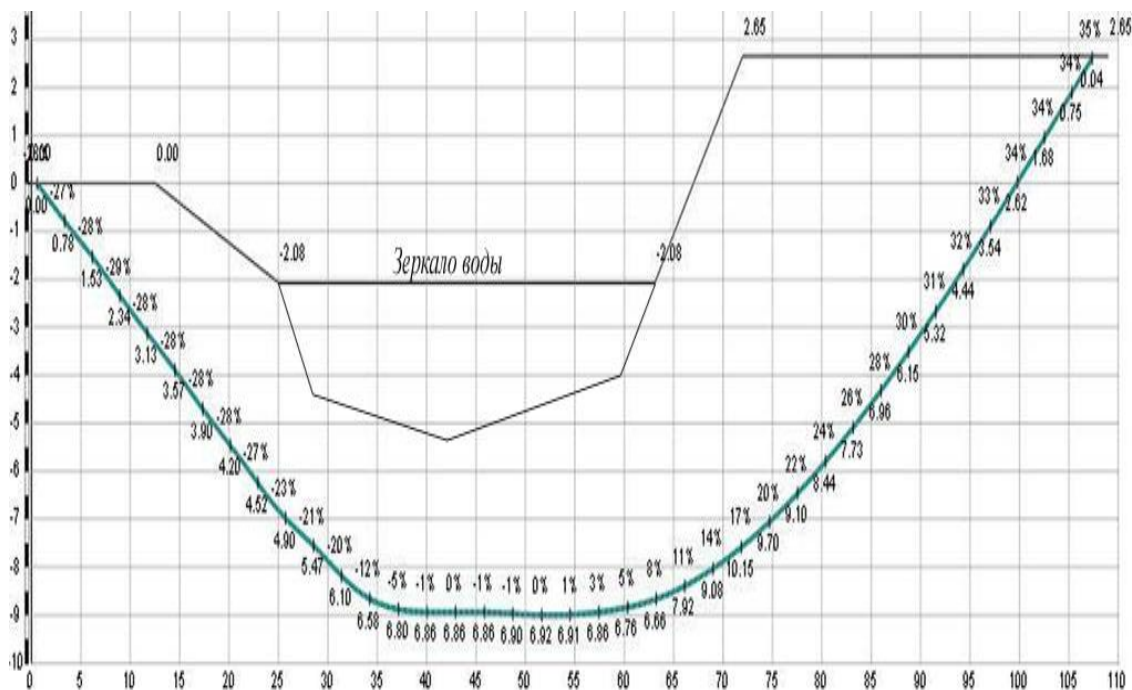


Рисунок 8 – Пример схемы с координатами трубопровода

2.2 Горизонтально-направленные бурильные машины

Станки горизонтально-направленного бурения представляют собой сложную строительную технику. Типичная машина состоит из люльки, кузова, тележки (гусеницы или колеса), генератора (дизельного двигателя), гидравлического агрегата, бурильной колонны, бурильной тележки и пульта управления (оператор рабочее место).

Горизонтально-направленные буровые машины производятся в США, Германии и Китае. А с 2006 года NPK Hidrofob RSM начал выпускать ГНБ-машины в России.

Машины классифицируются по их максимальной тяговой мощности, измеренной в тонах. Другими важными характеристиками являются максимальный диаметр и максимальная длина бурения.

2.3 Система определения местонахождения

Важным аспектом является управление процессом горизонтально-направленного бурения. Поскольку буровая головка невидима во время бурения, неконтролируемое бурение может иметь неожиданные последствия. Поэтому во время горизонтально-направленного бурения системы определения местоположения используются для управления процессом бурения. Система определения местоположения представляет собой зонд, прикрепленный к сверлильной головке, и специальное синхронизирующее устройство, которое удерживает оператор системы определения местоположения. Зонд регистрирует всю информацию о угле и направлении сверления, скорости вращения и температуре сверления. Информация передается оператору системы определения местоположения во время бурения и помогает избежать повторных заготовок.

Основные преимущества:

Производственно-технический аспект.

Возможность бестраншейного строительства, ремонта и очистки подземных трубопроводов:

- под реками, оврагами, лесными массивами; в конкретных почвах (скала, зыбучие пески);
- в охраняемых районах высоковольтных воздушных линий, магистральных газопроводов, нефтепроводов;
- в условиях городской жилищной системы, если планируется строительство линии под автомагистралями, уличными железными дорогами, дорогами, общественными садами и парками.

Сокращение сроков и объемов организационных и технических соглашений до начала работы; это возможно, так как нет необходимости останавливать все виды транспорта и / или блокировать автомагистрали и железные дороги.

Значительное сокращение времени выполнения работ за счет применения сверхтехнологичных буровых комплексов.

Существенное уменьшение численности тяжелых машин и рабочих, использующих для прокладки трубопроводов.

Сокращение рисков несчастных случаев, и в результате они гарантируют длительную работу трубопровода в рабочем состоянии.

Нет необходимости иметь внешнее питание во время бурения из-за полной автономии машины.

Нет необходимости уменьшать уровень воды в условиях высоких грунтовых вод.

2.4 Финансово-экономический аспект

Сокращение бюджета строительства из-за уменьшения времени выполнения работ и потерь на использование дополнительных рабочих и тяжелой техники.

Минимизация затрат на энергоснабжение буровых комплексов из-за их экономии.

Нет необходимости восстанавливать поврежденные дороги и железные дороги, зеленые насаждения и городскую инфраструктуру.

Сокращение затрат на техническое обслуживание при контроле и восстановлении трубопроводов во время их технического обслуживания.

2.5 Социально-экономический аспект

Сохранение ландшафтного и экологического баланса участков, где проводятся работы, исключение антропогенного влияния на флору и фауну, эрозию берегов и донных отложений водоемов.

Минимизировать негативное воздействие на условия жизни людей в районе проведения работ.

2.6 Трубы которые можно укладывать методом ГНБ

Прежде всего, стоит сказать о диаметре труб. Стандартные диаметры, которые используются при ГНБ, это 63, 110, 160, 225, 315, 400, 500, 600, 700, 800, 1200 мм и

более. Нормативно техническая документация (СНиП 3.05.04-85, ТПП-901-09-9.87) устанавливает, что для трубопроводов, которые имеют диаметр свыше 273 мм, используются спиральношовные и или прямошовные сварные трубы.

Кроме того, для труб, которые установлены методом ГНБ, необходимы защитные футляры. Они выполнены из горячекатанных стальных труб. Если диаметр укладываемой трубы менее 200 мм, то возможно использование футляра из полиэтиленовых труб. Количество труб в пучке может быть различным. Сами коммуникационные трубы могут быть выполнены из стали, чугуна или ПНД. При этом и цена на укладку труб методом ГНБ варьируется от множества факторов. Напрямую она зависит от диаметра труб: чем больше диаметр – тем дороже укладка. Также на цену влияет тип грунта, сложность работы и материал, из которого сделаны трубы.

Стоит помнить, что выбор труб зависит и от грунта. Так, например, если грунт состоит из слоев глины и песка, а при этом еще и присутствуют грунтовые напорные воды, которые постоянно вымывают слои, то установка пластиковых труб будет невозможна. Это будет связано со всплытием труб на поверхность. Чтобы этого избежать, необходимо использовать более тяжелые трубы (хотя и здесь возможна неудача в виде не закрепившихся в грунте труб).

Также на выбор труб влияет множество факторов. В основном – это глубина бурения. Так как, например, естественный радиус загиба у стальной трубы – это примерно 1200 диаметров. Это означает, что для прокладки трубопровода через препятствие длиной в 45 метров и глубиной в 4,5 метра понадобятся стальные трубы длиной более 120 метров.

Полиэтиленовые трубы также можно использовать при прокладке трубопровода методом горизонтального направленного бурения. Однако максимальная глубина для таких труб ограничена тридцатью метрами.

Также необходимо определиться с тем, что будет проходить по трубам. В целом, же для метода ГНБ подходят практически любые трубы за исключением бетонных. Чугунные трубы стали укладывать данным способом относительно

недавно. Это связано с тем, что для того, чтобы затянуть чугунную трубу, необходимо приложить немалые усилия. Однако сейчас уже существуют специальные буровые установки, которые имеют тяговое усилие до 45 тонн.

Бестраншейная укладка труб методом ГНБ позволяет создать эффективную коммуникационную сеть.

В итоге, данным методом можно проложить как пучок кабеля, так и газо- или нефтепровод, а использовать при этом можно практически любой вид труб.

2.7 Прихват

Авариями в ходе бурения называют неисправности и оставление в скважине элементов колонн обсадных и бурильных труб, забойных двигателей, долот, потерю подвижности (прихват) колонны труб опущенной в скважину, попадание в скважину посторонних металлических предметов.

Прихват – является проблемой возникающей при бурении скважины, характеризующейся потерей подвижности колонны труб причиной которой является прилипания за счет обвалов стенок скважин, образование сальника в пространстве за трубами, перепад давления между скважиной и пластом, заклинивание в желобах.

Прихват труб – это самая распространённая и тяжелая авария. Почти третья часть прихватов ликвидируется посредством бурения нового ствола.

Прихваты разделяют на следующие группы:

1. Прилипание колонны труб к стенке скважины - это случается из-за перепада давлений между гидростатическим и пластовым. В следствии воздействия избыточного давления бурильная колонна прихватывается к стенке скважины и вдавливается в глинистую корку. При оставлении колонны без движения против интервала залегания проницаемых пород.

На степень прилипания влияют:

- площадь соприкосновения бурильной колонны со стенкой скважины;

- величина перепада между гидростатическим и пластовым давлениями;
- сила трения между колонной труб и стенками скважины;
- время нахождения колонны труб в скважине без движения;
- состояние глинистой корки (толщина, прочность, липкость).

2. Заклинивание колонны труб – случается в более узких промежутках ствола и желобных выработках, осевшим шламом. В особенности заклинивание происходит чаще всего в участках больших перегибов ствола.

Желоба формируются при перемещении колонны по стенке скважины. На размер желоба влияют количество СПО, кривизна скважины, масса бурильной колонны, твердость пород, способ бурения. Ширина желоба, как правило, равна диаметру бурильного замка. При роторном бурении желоб вырабатывается глубже, чем при турбинном способе. В твердых породах желоб вырабатывается медленнее, чем в мягких.

3. Прихват обвалившимися нестабильными породами – больше всего случается в глинистых породах, способных к набуханию. Обвалам пород оказывает содействие малое гидростатическое давление, не соответствие качества глинистого раствора, продолжительное время влияния раствора на породы, склонные к обвалам.

4. Прихват сальником – образовывается в основном в глинистых породах и при появлении толстой глинистой корки в интервалах проницаемых пород.

Образованию сальников способствует:

1. Неудовлетворительные параметры бурового раствора (высокая вязкость, липкость, плотность, СНС).
2. Резкое увеличение площади сечения ствола из-за изменения диаметра.
3. Загрязненность ствола скважины.
4. Плохая очистка выходящего из скважины бурового раствора.

5. Недостаточная скорость восходящего потока бурового раствора в затрубном пространстве.

Механизм образования сальников: частицы шлама, вытесненные и поднятые буровым раствором в наддолотное пространство, зависают и теряют скорость из-за увеличения площади поперечного сечения ствола скважины. Со временем число частиц породы возрастает, так как снизу их поджимает восходящий поток бурового раствора. Они слипаются между собой, уплотняются и формируют сальник. Уплотненная масса прилипает к бурильной колонне. Сальники могут образовываться одновременно в нескольких местах: со стороны стенки скважины при наличии толстой глинистой корки и в интервалах перехода ствола с меньшего диаметра на больший.

Признаки образования сальников:

1. Перелив бурового раствора через устье скважины при подъеме бурильной колонны, вызванный поршневанием.
2. Скопление плотных корок над калибратором, на долотных переводниках, над забойным двигателем, УБТ и бурильными замками нижних свечей.
3. Затяжки при отрыве бурильной колонны от забоя во время бурения.
4. Плотные комки породы и куски глинистой корки на виброситах и в желобной системе.
5. Посадки при спуске бурильной колонны и затяжки при подъеме.
6. Нарастающее затруднение в проворачивании бурильной колонны при проработке ствола или при роторном бурении.
7. Повышение давления на насосах с одновременным уменьшением нагрузки на крюке.
8. Уменьшение скорости бурения.

При обнаружении одного из признаков следует осуществить неотложные мероприятия к недопущению прихвата бурильной колонны.

Существует ряд факторов возникновения прихватов колонны труб и бурового инструмента:

1. При неполной циркуляции бурового раствора через долото за счет пропусков в соединениях бурильной колонны.
2. При отключении электроэнергии или выходе из строя подъемных двигателей буровой установки.
3. Основной причиной возникновения прихвата является несоблюдением технологии бурения, а самое главное это несоответствие качества бурового раствора с требованиями геолого-технического-наряда.
4. Вследствие нарушения целостности ствола скважины, вызванного обвалом.
5. Неправильно выбранный режим бурения, т.е. недостаточная скорость восходящего потока бурового раствора в затрубном пространстве, которая зависит не только от подачи буровых насосов, но и величины затрубного пространства.
6. Вследствие заклинивания бурильной и обсадной колонн в желобах, заклинивания бурильного инструмента из-за попадания в скважину посторонних предметов, заклинивания нового долота в суженной части ствола из-за сработки по диаметру предыдущего долота.
7. При преждевременном схватывании цементного раствора в кольцевом пространстве при установке цементных мостов.
8. Вследствие перепада давлений в скважине в проницаемых пластах и непосредственного контакта некоторой части бурильных и обсадных колонн со стенками скважины в течение определенного времени.

9. При образовании сальников на долоте в процессе бурения или во время спуска и подъема бурильного инструмента.
10. При резком изменении гидравлического давления в скважине в результате выброса, водопроявления или поглощения бурового раствора.
11. В результате оседания частиц выбуренной породы или твердой фазы глинистого раствора при прекращении циркуляции бурового раствора.

2.7.1 Осложнения при бурении ГНБ

В процессе бурения могут возникнуть следующие осложнения такие как:

1. Поглощение бурового раствора чаще всего, которое случается в интервале от 0 до 500м. Амплитудная интенсивность поглощения при этом до $5 \frac{\text{м}^3}{\text{час}}$. Это может последовать из-за отклонения параметров бурового раствора от проектных.
2. Нефтегазоводопроявления, данное осложнение может случиться в интервалах продуктивных пластов от 2200 до 3500м. Кроме того это может произойти из-за пренебрежения и непрерывного долива жидкости в скважину вовремя, когда производят подъем инструмента, снижение давления в скважине ниже пластового, низкого качества глинистого раствора.
3. Осыпи и обвалы стенок скважин, они могут случиться в интервалах от 0 до 2150м. Интенсивные осыпи и обвалы появляются, потому что нарушается технология бурения в интервале от 0 до 700м. Слабые осыпи и обвалы стенок скважины возможны от 700 до 2200м.

2.7.2 Прихват под действием дифференциальное давление

Способы борьбы с дифференциальными прихватами

При сооружении наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола приходится сталкиваться практически со всеми видами осложнений, наиболее частым из которых являются прихваты. Исторически делят прихваты на дифференциальные и predetermined механическим взаимодействием. В соответствии с современной терминологией прихваты, обусловленные механическим воздействием, делят на 2 отдельные категории, а именно:

- прихваты шламом или обвалившейся породой;
- заклинивание в зонах со сложной геометрией ствола.

Доля дифференциальных прихватов составляет 80%, а 20% приходится на прихваты, обусловленные механическим взаимодействием и неисправностью оборудования.

Зачастую случаются прихваты шламом или обвалившейся породой. Как правило, они появляются при подъеме инструмента, однако при длительном прекращении циркуляции может быть прихвачена и неподвижная колонна. В некоторых случаях подобные прихваты происходят при спуске инструмента в скважину. Прихваты шламом или обвалившейся породой создают наибольшую угрозу. Обычно, освободить колонну, прихваченную шламом или обрушившейся породой, сложнее, чем колонну, заклинившуюся на участке со сложной геометрией ствола или колонну, прихваченную под действием дифференциального давления. При устранении данных прихватов пропадает больше оборудования и гораздо чаще приходится забуривать боковой ствол. Наибольшая доля прихватов шламом или обвалившейся породой происходит при подъеме инструмента. Причиной прихватов шламом или обвалившейся породой является слабая устойчивость стенок скважин или некачественная очистка. Дифференциальный прихват появляется, когда под действием разности давлений в скважине и в проницаемом пласте неподвижная буровая колонна вдавливаются в фильтрационную глинистую корку, образовавшуюся на открытой поверхности данного пласта. трение между

бурильной колонной и породой пласта возрастает настолько, что сдвинуть колонну с места становится невозможно. такие прихваты возникают намного чаще в скважинах, пересекающих истощенные продуктивные пласты. И если бурильная колонна долго остается неподвижной, почти всегда возникает дифференциальный прихват.

Правильное определение проблемы является первым шагом в процессе ее решения. Поэтому процесс устранения прихвата начинается с определения его механизма. После определения механизма можно немедленно приступить к устранению прихвата. Совершенно необходимо как можно быстрее и правильнее выполнить начальные действия. Что бы ни было причиной прихвата – со временем ситуация осложняется. По статистике, в 50% всех случаев прихваченную колонну удастся освободить в течение первых четырех часов после возникновения прихвата, в то время как по истечении первых четырех часов этот показатель снижается до 10%. Освобождением колонны решение проблемы не заканчивается. Завершающей стадией процесса решения любой проблемы является анализ и оценка выполненных действий для того, чтобы можно было извлечь урок и усовершенствовать свою работу. После того как установлен механизм прихвата, можно выполнять начальные действия по освобождению прихваченной колонны.

Если произошел прихват шламом или обвалившейся породой, то необходимо:

1. Сбросить давление, возросшее из-за образования пробки, а затем создать небольшое давление (слишком большое давление вдвинет КНБК, как поршень, дальше в пробку). Небольшое давление требуется для того, чтобы восстановить циркуляцию, если удастся сдвинуть колонну с места).
2. Приложить крутящий момент и произвести удар вниз яссом. Если ясс не включен в компоновку или не работает, приложить крутящий момент и максимальную осевую нагрузку, чтобы сдвинуть бурильную колонну в направлении, противоположном тому, в котором она двигалась до прихвата. Если попытаться приподнять бурильную колонну, она еще дальше зайдет в пробку. Цель заключается в том,

чтобы сместить колонну и восстановить циркуляцию, чтобы размыть пробку и вынести материал пробки вверх по стволу) (следует отметить, что если ко времени возникновения прихвата колонну перемещали вниз в сильно наклонной скважине, то нужно попытаться приподнять ее или произвести удар яссом вверх без вращения).

3. Если удастся восстановить циркуляцию в какой-то степени, нужно увеличить расход до максимума, который возможен без поглощения. Продолжать циркуляцию, пока скважина не будет очищена.
4. Проработать интервал прихвата и вернуть инструмент на забой, промыть скважину перед спуском обсадной колонны или скважинных приборов.

Если произошел дифференциальный прихват, то необходимо:

1. Немедленно приложить максимальный крутящий момент и довести его до места прихвата.
2. Продолжать циркуляцию с максимально допустимым расходом (выполнять одновременно с приложением крутящего момента). (Если в компоновку включен ясс, то на время удара вниз снизить подачу насоса до минимума, чтобы не противодействовать удару).
3. Поддерживая крутящий момент, резко разгрузить колонну, создавая максимальную осевую нагрузку. Ни в коем случае нельзя пытаться приподнять колонну. (Это приведет только к осложнению прихвата, а натяжение колонны уменьшит значение крутящего момента, который можно безопасно приложить к бурильной колонне).
4. Если в колонне есть ясс, нужно произвести удар вниз (не забывать снизить подачу насоса до минимума, чтобы не ослабить удар).

Если произошло заклинивание на участке со сложной геометрией ствола, то необходимо:

1. Произвести удар яссом в направлении, противоположном тому, в котором двигалась колонна до прихвата. Приложить крутящий момент при ударах вниз, но никогда не прикладывать крутящий момент при ударах вверх.
2. Не нужно забывать про давление циркулирующего бурового раствора при зарядании ясса или нанесении ударов. При увеличении этого давления удар ясса вверх усиливается, а удар вниз ослабляется. Это же давление мешает заряданию ясса для удара вверх и помогает заряданию для удара вниз.

Есть несколько факторов, способствующих возникновению дифференциального прихвата: проницаемые пласты, репрессия, толстая фильтрационная корка, контакт колонны со стенкой скважины, неподвижное состояние колонны, время, поперечная нагрузка, невнимательность бурильщика. Обычно для возникновения дифференциального прихвата требуется наличие шести первых факторов. Если присутствуют только пять из них, то прихват маловероятен. Седьмой фактор, поперечная нагрузка, не является обязательным для возникновения прихвата, но он весьма способствует этому. Все эти факторы оказывают влияние на обусловленную дифференциальным давлением силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Рассмотрим каждый из этих факторов отдельно.

Дифференциальный прихват может произойти только в интервале проницаемого пласта. Прихват внутри обсадной колонны невозможен за исключением тех случаев, когда в ней появились каналы жидкости, например, перфорационные отверстия или не герметичности вследствие износа. Проницаемые пласты могут быть сложены, например, песчаниками и трещиноватыми породами. Возможен прихват в интервале глинистых пород, если они рассечены трещинами и проницаемы. Иногда прихваты возникают в обсадной колонне, в интервале перфорации или в местах потери герметичности вследствие внутреннего износа. Если в разрезе нет проницаемого пласта, то не будет фильтрационной корки и дифференциального давления.

Для возникновения дифференциального прихвата пласт не обязательно должен иметь высокую проницаемость. Он должен лишь быть достаточно проницаемым для образования фильтрационной корки. Фильтрационная корка представляет собой «засоренный слив», через который протекает фильтрат бурового раствора. Поэтому проницаемость пласта должна быть лишь такой, чтобы обеспечить отток фильтрата от фильтрационной корки.

Таким образом, нужно больше беспокоиться о проницаемости фильтрационной корки, чем о проницаемости пласта. Неконсолидированные пласты обычно имеют более высокую проницаемость, и на их поверхности образуется более проницаемая фильтрационная корка, чем на консолидированных пластах. Чем выше проницаемость, тем больше опасность возникновения дифференциального прихвата. Однако проницаемость способствует возникновению дифференциального прихвата в меньшей степени, чем некоторые другие факторы. Репрессия способствует возникновению дифференциального прихвата в наибольшей степени.

Это объясняется тем, что она больше других факторов влияет на силу, прижимающую колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой. Эта сила равна произведению дифференциального давления на площадь поверхности контакта:

$$F_{\text{пр}} = P_{\text{диф}} \cdot S, \quad (1)$$

где $F_{\text{пр}}$ – прижимающая сила(Н), $P_{\text{диф}}$ – дифференциальное давление(Па), S – площадь поверхности контакта(м²).

Очевидно, что более высокое дифференциальное давление создает большую прижимающую силу. Важно отметить, что дифференциальное давление, прижимающее бурильную колонну к стенке скважины с фильтрационной коркой, не равно репрессии.

Репрессия означает превышение давления в скважине над пластовым давлением. Под дифференциальным давлением понимается разность давлений по обе стороны некоторой поверхности.

Дифференциальный прихват происходит в интервалах проницаемых пластов (песчаников, алевролитов, мела) при фильтрации бурового раствора. Графически механизм возникновения прихвата во время бурения представлен на рисунке 9.

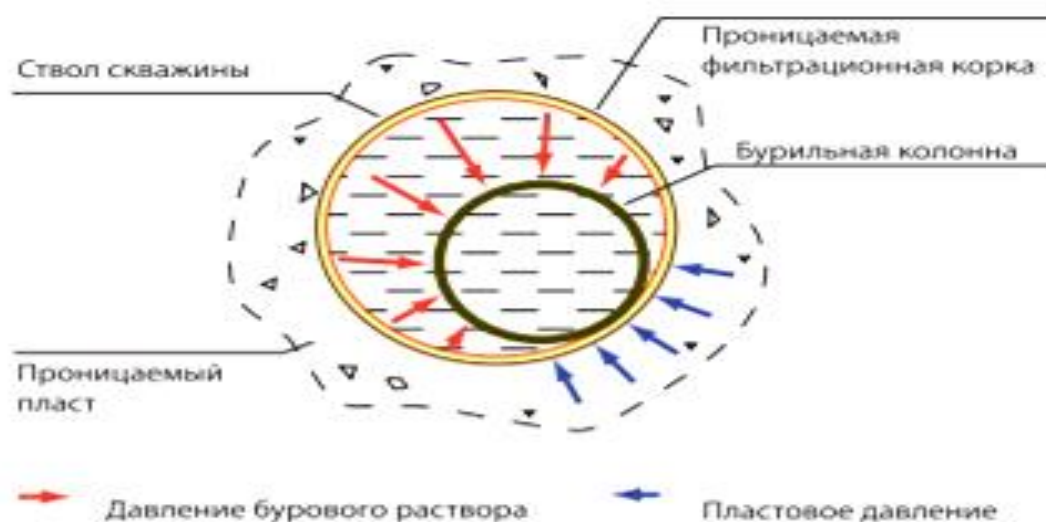


Рисунок 9 – Механизм возникновения дифференциального прихвата во время бурения

Одно из основных условий возникновения прихвата – превышение забойного (гидростатического) давления над давлением в проницаемом коллекторе, которое существует всегда, поскольку это неизменное условие бурения скважины.

Второе неперемнное условие возникновения дифференциального прихвата – нахождение инструмента в неподвижном состоянии (при наращивании и т.д.) в интервале проницаемого пласта. В зависимости от интенсивности фильтрации дифференциальный прихват может возникнуть в течение считанных минут при указанных условиях. Дифференциальный прихват является аварийной ситуацией при строительстве скважин, поэтому существует множество инструкций по предупреждению и борьбе с прихватами, включающих следующие мероприятия:

1. Использование высококачественных буровых растворов с высокой смазывающей способностью, дающих тонкие плотные корки на стенках скважины.

2. Обеспечение максимально возможной скорости восходящего потока бурового раствора.
3. Обеспечение полной очистки бурового раствора от обломков выбуренной породы.
4. Регулярное прорабатывание в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстых корок.
5. Утяжеление бурового раствора при вращении бурильной колонны.
6. Отслеживание температуры раствора, так как ее резкое снижение свидетельствует о появлении размыва резьбовых соединений в колонне бурильных труб выше долота.
7. Использование профилактических добавок в утяжеленные буровые растворы: нефть (10–15%), графит (не более 0,8%), поверхностно-активные вещества.
8. Установка гидравлических и механических яссов.
9. Установка различных жидкостных ванн на основе как водных растворов солей или кислот, так и углеводородов.

3. Предупреждение и борьба с дифференциальными прихватами при бурении горизонтальных и субгоризонтальных участков скважин

3.1 Определение страгивающей нагрузки при ГНБ

В практике строительства скважин одним из видов осложнений, который впоследствии может перейти в разряд аварии, является прихват под действием дифференциального давления, чаще всего называемый дифференциальным прихватом. Так, на практике известны случаи, когда, вследствие получения аварии из-за дифференциального прихвата, в скважине оставляется (отстреливается) КНБК стоимостью 40 – 60 млн руб. Особенно опасно данное явление в пологих и горизонтальных участках, где усиливается влияние гравитационной составляющей (веса инструмента). Проведенный анализ прихватов, полученных при бурении горизонтальных скважин на месторождениях, показывает, что практически во всех случаях:

1. Буровой инструмент оставался без движения более 5 минут, что запрещено действующим Регламентом.
2. При разности давлений между столбом промывочной жидкости и пластовым давлением до 4,0 МПа удается ликвидировать дифференциальные прихваты расхаживанием, установкой ванн или снижением уровня жидкости в скважине.
3. При репрессии более 4,0 МПа освобождение бурильного инструмента известными методами затруднено или невозможно. При вскрытии продуктивного пласта с повышенной репрессией необходимо определить условия предупреждения («не возникновения») прихвата.

Ниже представлена методика, которая позволяет оценить влияние основных факторов, способствующих появлению дифференциального прихвата, и предупреждать получение прихвата.

Принято считать, что прихват из-за перепада давления всегда происходит в интервале ствола, в котором находится тяжелый низ (КНБК, включающая забойный

двигатель, резистивиметр, ЗТС), находящийся непосредственно в интервале только что вскрытого, еще не кольматированного участка. Рассмотрим механизм получения прихвата. Когда КНБК находится в неподвижном положении, она под собственным весом «погружается» в корку бурового раствора, причем с течением времени площадь контакта с коркой может увеличиваться. Под действием веса колонны (КНБК) корка уплотняется, а вода, содержащаяся в ее порах, выдавливается в породу. По мере вытеснения из корки поровой воды, в ней увеличивается эффективное напряжение, что и является причиной увеличения трения между трубой (КНБК) и коркой бурового раствора. Следовательно, когда КНБК остается неподвижной, из-за роста коэффициента трения в статике, повышается вероятность получения затяжек и прихватов. Критерием оценки прихватопасности является величина страгивающей нагрузки, зависящая от площади соприкосновения (геометрических размеров контакта), перепада давления в системе «скважина-пласт», а также «липкости» поверхностей.

Определим величину страгивающей нагрузки (Рисунок 10).

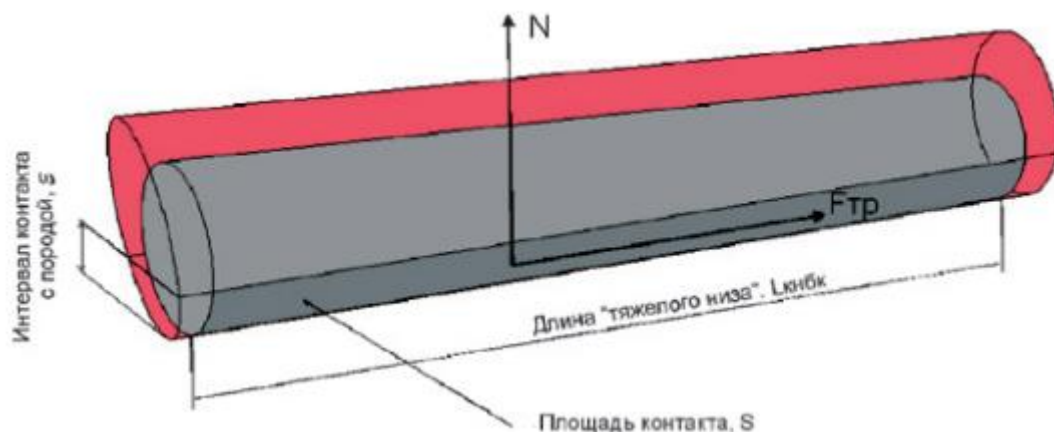


Рисунок 10 – Условная схема для расчета страгивающей нагрузки

Давление – это перпендикулярная проекция силы, приходящаяся на единицу площади:

$$P = N/S \quad (2)$$

Следовательно, сила, прижимающая поверхность под действием перепада давления, равна

$$N = \Delta P \cdot S, \quad (3)$$

где

$$\Delta P = P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}} \quad (4)$$

– разница между пластовым и гидростатическим давлением столба промывочной жидкости;

$$S = \varepsilon \cdot L, \quad (5)$$

– площадь контакта поверхности рассматриваемого элемента с коркой бурового раствора;

L – длина рассматриваемого элемента (части КНБК);

ε – длина окружности, контактирующая с коркой (определяется графическим способом).

Сила трения определяется как произведение нормальной (перпендикулярной к поверхности воздействия) силы на коэффициент трения между телами. В нашем случае страгивающая сила равна

$$F_{\text{стр}} = F_{\text{тр}} = N \cdot \eta = \Delta P \cdot S \cdot \eta, \quad (6)$$

где $\eta = 0,05 \dots 0,25$ – коэффициент трения металлической поверхности по корке раствора, используемого при бурении горизонтального ствола. С использованием полученных формул, при известных значениях исходных параметров (технологических параметров промывочной жидкости, КНБК, пластового давления), возможно:

– прогнозирование получения дифференциального прихвата на стадии проектирования, а также определение граничных условий, при которых возможно избежать (снизить риск) прихвата;

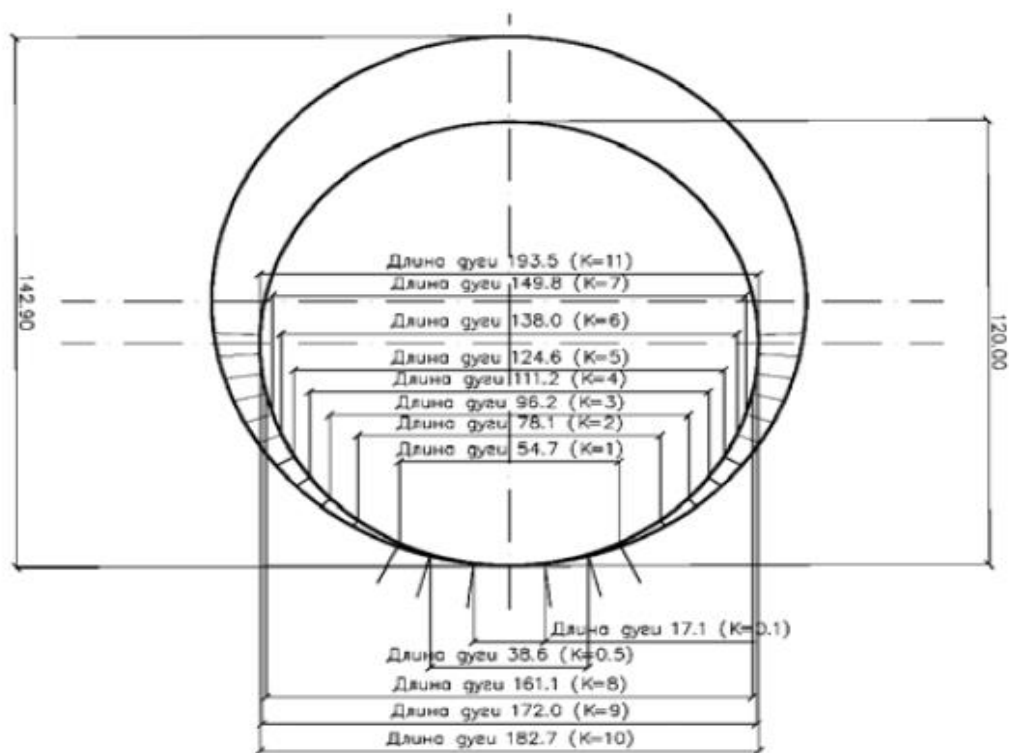


Рисунок 11 – Графическое построение разреза горизонтального участка ствола скважины (K – толщина корки бурового раствора, мм)

- определение возможности освобождения компоновки при получении дифференциального прихвата (оценка эффективности планируемых мероприятий);
- определение характера прихвата: в случае если на практике прихват будет освобожден при расчетной страгивающей силе (вес на крюке), то причиной является дифференциальный прихват, если же не ликвидируется – причина прихвата другая (обрушение стенок ствола, падение постороннего предмета в скважины и т. п.).

Далее представлены несколько примеров использования предложенной методики.

3.2 Определение характера прихвата при бурении горизонтального участка скважины

Скважина бурится на пласт. При этом, учитывая низкое пластовое давление пласта и необходимость создания репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии не более 3,0 МПа (в соответствии с требованиями), горизонтальный

участок бурится на облегченном буровом растворе. При бурении горизонтального участка в интервале 3050 – 3345 м получен прихват.

№ п/п	Описание компоновки	Диаметр, мм	Длина, м	Масса погонного метра, кг	Масса элемента БК, кг
1	Долото	142,9	0,18	39,1 ¹	7
2	ЗД+	120,65 (4 3/4")	9,41	–	640
	Резистивиметр+	120,65 (4 3/4")	4,27	–	330
	ЗТС	121,00	10,69	–	1320
	ИТОГО	120-121	24,4	94,0	2290
3	СБТ+УБТ	89	3316,9	–	74054
ИТОГО		–	3341,5	–	76351

Рисунок 12 - Условное разделение применяемых при бурении ГС и БГС КНБК по диаметру элементов

Необходимо оценить возможность освобождения компоновки после снижения уровня жидкости на 1000 м. Также нужно определить характер прихвата.

Расчеты показывают, что при проведении указанных мероприятий репрессия на пласт составит 1,0 МПа.

При получении прихвата использовалась КНБК, которую по диаметру составных элементов можно условно разбить на несколько частей. Как видно из рисунка 12., наибольшим диаметром, массой погонного метра и, соответственно, большей вероятностью прихвата обладают узлы забойного двигателя, резистивиметра и геонавигации.

Следовательно, необходимо провести расчет на возможность ликвидации прихвата при следующих исходных данных:

номинальный диаметр ствола $D=142,9$ (мм),

диаметр низа КНБК $d=120$ (мм),

длина низа КНБК $L=24$ (м) (узлы забойного двигателя, резистивиметра

и геонавигации),

репрессия на пласт $P=1,0$ (МПа).

В программе по работе с графическими изображениями (AutoCad 8.0) для выбранного «тяжелого низа» определена длина окружности ε , которая контактирует с коркой при различной ее толщине (рисунок 11).

Далее, в соответствии с предложенной методикой, произведен расчет величины, страгивающей нагрузки в зависимости от толщины корки (поверхности контакта), величины коэффициента трения между корпусом и коркой, перепада давления, – для разных вариантов длины КНБК (рисунок 13).

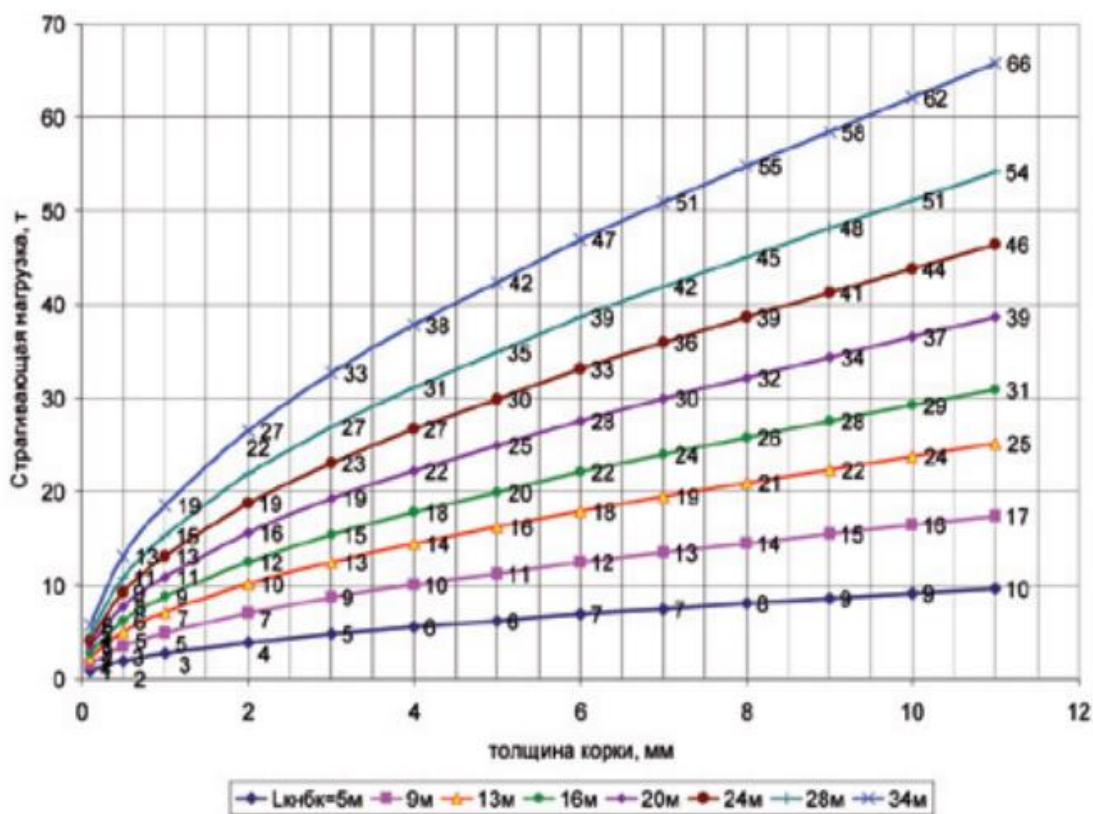


Рисунок 13 – Зависимость страгивающей нагрузки от толщины корки для различных значений длины КНБК (перепад давления 1 МПа, $K_{тр}=0,1$)

При созданной репрессии максимальная страгивающая нагрузка для применявшейся, КНБК по расчету, составляет не более 46 тонн (при максимальной толщине фильтрационной корки 11 мм).

Определим минимальную нагрузку на крюке, которая могла возникнуть в момент получения затяжки, при подъеме из скважины. Для этого с помощью программы «Drilling Office» («Shlumberger») был смоделирован процесс подъема колонны с глубины 3050 м (в башмаке колонны, чтобы исключить влияние дифференциального прихвата) и 3345 м. Согласно расчету, при подъеме колонны из скважины величина сопротивления перемещению колонны (вес на крюке), учитывающая сложность траектории, параметры колонны и плотность бурового раствора, составляла 69,6 тонн.

Следовательно, после снижения уровня, дифференциальный прихват должен был ликвидироваться при нагрузке на крюке

$$46 + 69,6 = 110...120 \text{ тонн.}$$

По факту, на скважине ликвидировать прихват при такой нагрузке не удалось, т. е. причина – не дифференциальный прихват. В результате проведенного расследования причин прихвата было определено, что в скважину попал посторонний предмет.

3.3 Определение условий бурения, при которых возможно избежать прихвата

Скважина бурится на пласт и пилотным стволом вскрывает продуктивный пласт под углом 79° , при этом вышележащий интервал сложен баженовскими глинами, которые устойчивы при вскрытии на буровом растворе плотностью не менее $1180 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$. Ввиду того, что пластовое давление ниже гидростатического, существует вероятность получения дифференциального прихвата в процессе вскрытия пласта с такой плотностью. Поэтому необходимо определить максимально допустимую плотность, при которой можно вскрыть пласт без получения прихвата с сохранением устойчивости баженовской свиты.

При вскрытии используется следующая компоновка:

1. долото – 220,7 мм
2. ВЗД- 63/4” (7,40 м)

3. ЗТС – 173 мм (11,03 м)
4. УБТ – 173 мм (9,23 м)
5. ТБПВ – 127 мм (123,03 м)
6. Ясс – 168,64 мм (9,04 м)
7. ТБПВ – 127 мм (остальное).

«Тяжелый низ» имеет диаметр 173 мм, длину 27.7 м, диаметр ствола составляет 226,6 мм, мощность вскрываемого пласта 15 м по стволу. По результатам моделирования в программе DrillNET (Petrus Technology Inc.) определено, что при подъеме без вращения вес на крюке составит 133,1 тонны.

Следовательно, при грузоподъемности буровой установки 200 тонн, величина сдвигающей нагрузки, при которой можно ликвидировать дифференциальный захват, должна быть не более

$$200 - 133 = 67 \text{ тонн.}$$

Допустимый перепад давления в системе «скважина-пласт», исходя из формулы (6), определится как:

$$\Delta P = F_{\text{стр}} / S \cdot \eta. \quad (7)$$

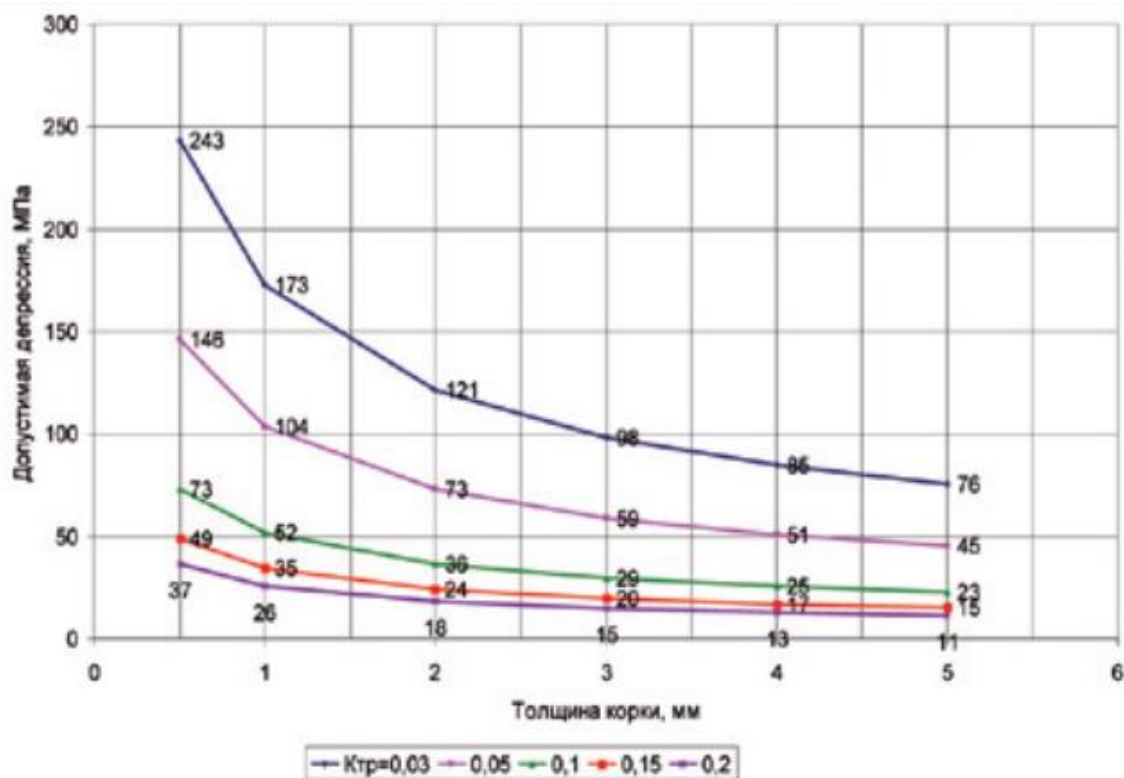


Рисунок 14 – Допустимая репрессия для различных значений коэффициента трения в зависимости от толщины корки (мощность пласта 24 м, $F_{стр} = 67$ тонн)

По результатам расчетов, для исходных данных при нормальных параметрах бурового раствора (толщина корки 5 мм, коэффициент трения 0,2), допустимая репрессия составляет 11 МПа.

Тогда максимально допустимая плотность бурового раствора, при превышении которой возможно получение «не ликвидируемого» дифференциального прихвата, составит:

$$\rho = \frac{(\Delta P + P_{пл}) \cdot 10^6}{9,81 \cdot H_{верт}} = \frac{(11 + 22) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2860} = 1176,2 \text{ кг/м}^3 \quad (8)$$

где $P_{пл} = 22$ – пластовое давление, МПа;

$H_{верт} = 2860$ – глубина кровли пласта по вертикали, м.

Таким образом, при бурении пилотного ствола можно вскрыть продуктивный горизонт буровым раствором плотностью 1175 кг/м³, тем самым обеспечить устойчивость баженовской свиты и минимизировать риск получения не ликвидируемой аварии.

3.4 Расчет толщины стенки. Проверка на прочность

Трубопроводы требуется проверять на прочность, деформируемость и общую устойчивость в продольном направлении. Расчет выполнен в соответствии с [23].

Толщина стенки определяется исходя из нормативной величины временного сопротивления на разрыв, диаметра трубопровода и рабочего давления [23]. Расчетная толщина стенки определяем по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n_p P)} \quad (9)$$

где n_p – коэффициент надежности по нагрузке, принимается равным 1,10;

P – рабочее давление в газопроводе, $P=4,6$ МПа;

D_n – внешний диаметр газопровода, $D_n=530$ мм;

R_1 – расчетное сопротивление материала стенки трубопровода.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{K_1 \cdot K_n},$$
$$R_1 = \frac{412 \cdot 0,66}{1,34 \cdot 1,1} = 184,5 \text{ МПа.} \quad (10)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрывы, равное минимальному пределу прочности $R_1^H = \sigma_{пр} = 412$ МПа;

m – коэффициент условий работы, для трубопроводов высшей категории принимается равным 0,66 [23];

K_1 – коэффициент надежности по материалу;

K_n – коэффициент надежности по назначению газопровода, для газопроводов с внутренним давлением менее 5,5 МПа и диаметром 500 мм и менее, принимается равным 1,1.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,6 \cdot 530}{2(184,5 + 1,1 \cdot 4,6)} = 7,07 \text{ мм.}$$

Округляем значение толщины стенки до 8 мм.

Внутренний диаметр определится по формуле:

$$D_{\text{в}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta, \quad (11)$$

$$D_{\text{в}} = 530 - 2 \cdot 8 = 514 \text{ мм.}$$

Проверка на осевые сжимающие напряжения в трубопроводе, $\sigma_{\text{пр}N}$, МПа,

$$\sigma_{\text{пр}N\left(\begin{smallmatrix} + \\ - \end{smallmatrix}\right)} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p P D_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (12)$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода;

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании;

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E}, \quad (13)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 184,5}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 22,3^\circ \text{C}.$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1 - \mu)}{\alpha E},$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{184,5(1 - 0,3)}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 52,2^\circ \text{C}. \quad (14)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла, $\alpha = 0,000012 \text{ град}^{-1}$;

μ – коэффициент Пуассона, $\mu = 0,3$;

E – модуль Юнга, $E = 20600 \text{ МПа}$.

$$\sigma_{\text{пр}N\left(\begin{smallmatrix} + \\ - \end{smallmatrix}\right)} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 52,2 + 0,3 \frac{1,1 \cdot 4,6 \cdot 514}{2 \cdot 8} = -80,4 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений. Коэффициент, который учитывает двухосное напряженное состояние металла труб,

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (15)$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|-80,4|}{184,5} \right)^2} - 0,5 \frac{|-80,4|}{184,5} = 0,71.$$

Толщину стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений определяем по формуле:

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2(\Psi_1 R_1 + n_p P)}, \quad (16)$$

где Ψ_1 – коэффициент двухосного напряженного состояния металла труб.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 4,6 \cdot 530}{2(0,71 \cdot 184,5 + 1,1 \cdot 4,6)} = 9,9 \text{ мм.}$$

Таким образом, толщина стенки становится равной 10 мм.

$$D_{\text{вн}} = 530 - 2 \cdot 10 = 510 \text{ мм.}$$

Проверка газопровода на прочность выполняется по условию:

$$|\sigma_{npN}| \leq \Psi_2 \cdot R_1, \quad (17)$$

где Ψ_2 – коэффициент, который учитывает двухосное напряжённое состояние металла труб при $\sigma_{npN} < 0$:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{кц}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (18)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение, возникающее от внутреннего давления, МПа;

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n_p \text{PD}_{\text{вн}}}{2\delta}, \quad (19)$$

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 4,6 \cdot 510}{2 \cdot 10} = 129,0 \text{ МПа.}$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{129,0}{184,5} \right)^2} - 0,5 \frac{129,0}{184,5} = 0,446.$$

Проверка на прочность подземного трубопровода:

$$|-80,4| \leq 0,446 \cdot 184,5,$$

$$80,4 \leq 82,2.$$

Условие проверки прочности подземного трубопровода выполняется. Следовательно, результаты расчетов считаем удовлетворительными.

3.5 Проверка трубопровода на смятие

При протаскивании (без заполнения или неполном заполнении водой) проводится проверка трубопровода на смятие. В случае, если трубопровод не проходит проверку на смятие, то толщину стенки следует увеличить.

Смятие происходит при гидростатическом давлении, создаваемым столбом бурового раствора.

Считаем высоту столба бурового раствора

$$h_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot E}{\rho_{\text{бр}} \cdot g \cdot (1 - \mu^2)} \cdot \left(\frac{\delta}{D_n} \right)^3, \quad (20)$$

где $\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора, $\rho_{\text{бр}} = 1290 \text{ кг/м}^3$.

$$h_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11}}{1290 \cdot 9,81 \cdot (1 - 0,3^2)} \cdot \left(\frac{10}{530} \right)^3 = 175,2 \text{ м.}$$

Условие сохранения устойчивости,

$$H < k_{\text{см}} \cdot h_{\text{кр}}, \quad (21)$$

где H – максимальное значение разности высотных отметок входного или выходного сечения с наиболее низкой точки скважины;

$$H = H_{\text{вых}} - H_{\text{з}}, \quad (22)$$

где $H_{\text{вых}}$ – высотная отметка выходного сечения;

$H_{\text{з}}$ – высотная отметка нижней точки скважины, $H_{\text{з}} = -41,4$ м .

$$H = 89 - (-41,4) = 130,4 \text{ м}$$

$K_{\text{см}}$ – коэффициент перегрузки, учитывающий влияние гидродинамической составляющей давления, наличие осевого растяжения, контактной реакции, эллиптичности сечения трубы, разностенности, возможное увеличение плотности бурового раствора, $K_{\text{см}}=0,75$.

$$130,4 < 0,75 \cdot 175,2$$

$$130,4 < 131,4.$$

Условие сохранения устойчивости соблюдается.

Техническая характеристика трубопровода сведена в таблицу 2.

Таблица 2 – Характеристика трубопровода

Наименование параметра	Обозначение	Значение
Длина скважины по оси, м	S	1372,6
Длина Дюкера, м	$L_{\text{тб}}$	1392,6
Наружный диаметр газопровода, мм	$D_{\text{н}}$	530
Внутренний диаметр газопровода, мм	$D_{\text{в}}$	510
Толщина стенки газопровода, мм	δ	10
Предел текучести, МПа	$\sigma_{\text{т}}$	245
Временное сопротивление разрыву, МПа	$\sigma_{\text{ар}}$	412

На основе проведенного обзора статьи [5], получены уравнения для определения амплитуды колебаний для различных параметров ГИМ и подбора соответствующих частот импульсов колебаний.

По результатам математических исследований можно сделать вывод о том, что при одних и тех же исходных данных, колебания давления на поршне, а соответственно и силы на ударном инструменте выше в случае гидроимпульсного механизма с колеблющейся массой. Так же считая амплитуду давления одноконтурного механизма базовой можно оценить эффективность гидроимпульсного механизма.

Для модели гидроимпульсного силового механизма с двумя колебательными контурами и реактивной массой получено данное уравнение

$$A = \frac{\sqrt{(c S_{\text{пл}} r - m S_{\text{пл}} r \omega^2)^2 + (k_{\text{тр}} S_{\text{пл}} r \omega)^2}}{m C_v \sqrt{\left(\left(\frac{c C_v + S_{\text{пл}}^2}{m C_v} \right)^2 - \omega^2 \right)^2 + \left(\frac{k_{\text{тр}}}{m} \right)^2 \omega^2}}. \quad (23)$$

где m — масса, прикрепленная к корпусу гидроцилиндра;

$k_{\text{тр}}$ — коэффициент трения между поршнем и гидроцилиндром;

c — жесткость пружины;

p — давление в гидроцилиндре;

$F_{\text{подж}}$ — постоянное усилие поджима;

$S_{\text{гц}}$ — площадь поршня гидроцилиндра;

C_v — коэффициент упругости гидросистемы, определяющий расход на деформацию элементов гидросистемы и сжимаемость жидкости;

$S_{\text{пл}}$ — площадь плунжера.

Из полученного решения можно найти требуемую частоту приводного двигателя плунжера, при которой система находится в резонансе, и амплитуда скачка давления максимальна:

$$\omega = k = \sqrt{\frac{c}{m} + \frac{S_{\Gamma\Pi}^2}{m C_V}}. \quad (24)$$

Максимальная амплитуда при этом будет:

$$A_{\max} = \frac{S_{\Pi\Pi} \sqrt{(cr - mr\omega^2)^2 + (k_{\Gamma\Pi} r \omega)^2}}{C_V k_{\Gamma\Pi} \omega}. \quad (25)$$

После преобразований получим:

$$A_{\max} = \frac{S_{\Pi\Pi} r \sqrt{m S_{\Gamma\Pi}^4 + k_{\Gamma\Pi}^2 C_V^2 c + k_{\Gamma\Pi}^2 C_V S_{\Gamma\Pi}^2}}{C_V^{3/2} k_{\Gamma\Pi} \sqrt{c C_V + S_{\Gamma\Pi}^2}}. \quad (26)$$

По данным формулам изменяя параметры гидроимпульсного механизма такие как инерционная масса, сила поджатия и другие. Можно подобрать необходимые для предотвращения прихвата частоты создания импульсных колебаний и посчитать амплитуду данных колебаний.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
4E41	Кириллов Александр Максимович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Задание

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Премияльный коэффициент 30%; коэффициент дополнительной заработной платы 15%; коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%; районный коэффициент 130%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент, учитывающий отчисления во внебюджетные фонды 30%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<p>Определение трудоемкости выполнения работ, разработка плана и графика выполнения проекта (графика Ганта).</p> <p>Формирование бюджета затрат ан проектирование: материальные затраты, заработная плата (основная и дополнительная), отчисления на социальные цели, накладные расходы, амортизационные отчисления.</p>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<p>1. Расчет интегрального показателя финансовой эффективности разработки;</p> <p>2. Расчет интегральных показателей ресурсоэффективности вариантов исполнения объектов исследования.</p>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

20.04.2018 г.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Кириллов Александр Максимович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Эксплуатационной надежностью трубопровода является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Указанная способность, в свою очередь, раскрывается через систему

объективных критериев технического состояния трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Таким образом, уровень эксплуатационной надежности определяется техническим состоянием трубопровода.

Целью раздела ресурсоэффективности и ресурсосбережения является определение перспективности и успешности, конкурентоспособности метода строительства скважин методом ГНБ, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности. Для данных предприятий разрабатывается модернизация горизонтально-направленного бурения за счет применения в нем гидроимпульсного механизма.

В таблице 3 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Таблица 3 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка дополнительных механизмов для ГНБ	Внедрение модернизированных систем для ГНБ

Размер компани и	Мелкая	+	+	+	-
	Средняя	+	+	+	+
	Крупна я	+	+	+	+

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: Разработка дополнительных механизмов для ГНБ и Внедрение модернизированных систем для ГНБ для средних и крупных компаний.

4.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты для сравнения конкурентных технических решений, приведенной в таблице 4:

Таблица 4 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект Внедрения гидроимпуса в ГНБ	Существующая система	Разработка Системы сторонней Компанией	Проект Внедрения гидроимпульса в ГНБ	Существующая система	Разработка Системы сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности	0,07	5	2	4	0,35	0,14	0,28
Удобство в эксплуатации	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,09	5	4	2	0,45	0,36	0,18
Надежность	0,15	4	5	5	0,6	0,75	0,75
Безопасность	0,15	4	5	5	0,6	0,75	0,75
Потребность в ресурсах	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25

Простота эксплуатации	0,06	4	5	4	0,24	0,3	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	2	1	3	0,06	0,03	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,03	2	3	3	0,06	0,09	0,09
Цена	0,06	3	5	1	0,18	0,3	0,06
Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
Послепродажное обслуживание	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
Итого:	1	51	50	48	3,97	3,86	3,71

Опираясь на полученные результаты, можно сделать вывод, что разрабатываемая модернизация гидроимпульсного механизма как дополнительного оборудования для горизонтально-направленного бурения является наиболее эффективной. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как меньшее увеличение производительности, более низкая устойчивость и надежность, высокая цена и низкий срок эксплуатации.

4.1.3. SWOT – анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 5.

Таблица 5 –SWOT-анализ.

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Экономичность и энергоэффективность проекта. С2. Большой потенциал применения данной системы. С3. Более низкая стоимость. С4. Актуальность разработки.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие работающего прототипа. Сл2. Медленный процесс вывод на рынок новой системы.
Возможности: В1. Использование существующих буровых машин. В2. Повышение стоимости конкурентных разработок	Большой потенциал применения обуславливается введением гидроимпульса, как доп.механизма, мало распространен на территории РФ и находящейся на уровне лучших зарубежных аналогов. Использование существующих буровых машин для ГНБ позволяет не тратить время и деньги на создание уникальных буровых установок.	Санкции, наложенные на РФ, и высокий курс евро/доллара будут ограничивать появление новых иностранных технологий на российском рынке.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии. У2. Развитая конкуренция. У3. Сложность перехода на новую систему. У4. Большой срок поставок оборудования.	Новая система управления и актуальность разработки не сказываются на спросе Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на наличие опытного руководителя.	Медленный ввод данной системы в эксплуатацию позволит переждать возможных скачков на рынке спроса.

Выявим соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данные соответствия или несоответствия помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта.

Таблица 6 – Интерактивная матрица для сильных сторон и возможностей.

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	+	+
	B2	-	-	+	+
	B3	+	-	+	+

Таблица 7 – Интерактивная матрица для слабых сторон и возможностей.

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-

Таблица 8 – Интерактивная матрица для сильных сторон и угроз.

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	-	-	-
	У2	-	-	-	-
	У3	-	-	-	-

Таблица 9 – Интерактивная матрица для слабых сторон и угроз.

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	+	-	+
	У3	+	-	+

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), студент-дипломник (СД). Разделим выполнение дипломной работы на этапе, представленные в таблице 13.

Таблица 10– Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работы	Должность исполнителя	Загрузка
Разработка задания на НИР	1	Составление и утверждение задания НИР	Р	Р-100%

Проведение НИР				
Выбор направления исследования	2	Изучение исходных данных и материалов по тематике	Р, СД	Р-50%, СД-100%
	3	Разработка и утверждение техзадания (ТЗ)	Р, СД	Р-100%, СД-100%
	4	Календарное планирование работ	Р, СД	Р-50%, СД-100%
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Разработка структурных схем	СД	СД-100%
	6	Разработка функциональных схем	СД	СД-100%
	7	Выбор технических средств автоматизации	СД	Р-50% СД-100%
	8	Выбор алгоритмов управления	СД	Р-50% СД-100%
	9	Разработка экранной формы	СД	СД-100%
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	СД	СД-100%

4.2.2. Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48 \quad (27)$$

В таблице 11 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 11 – Временные показатели проведения работ

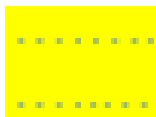
№ раб.	Исполнители	Продолжительность работ						
		Tmin, чел-дн.	Tmax, чел-дн.	Tож, чел-дн.	Тр, раб.дн	Ткд, кал.дн	Уi, %	Гi, %
1	Р	1	2	1,4	1,4	2	5,5	5,5
2	Р, СД	1	2	1,4	0,7	1	2,7	8,3
3	Р, СД	2	3	2,4	1,2	2	5,5	13,9

4	Р, СД	1	2	1,4	0,7	1	2,7	16,6
5	СД	2	3	2,4	2,4	3	8,3	25
6	СД	5	10	7	7	10	27,7	52,7
7	Р, СД	2	3	2,4	1,2	3	8,3	61,1
8	Р, СД	3	6	4,2	2,1	6	16,6	77,7
9	Р, СД	3	6	4,2	2,1	6	16,6	94,4
10	СД	1	2	1,4	1,4	2	5,5	100
Итого						36		

На основе таблицы 11 построим график работ. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Таблица 12 – План-график

№	Вид работы	Ис-п-ли	Ткд	5	10	15	20	25	30	36
1	Составление и утверждение задания	Р	2	■						
2	Изучение исх. данных и мат-лов по тематике	Р, СД	1	■	■					
3	Разработка и утверждение ТЗ	Р, СД	2		■	■				
4	Календарное планирование работ	Р, СД	1		■	■				
5	Разработка структурных схем	СД	3		■	■				
6	Разработка функциональных схем	СД	10			■	■	■		
7	Выбор технических средств автоматизации	Р, СД	3					■	■	
8	Выбор алгоритмов управления	Р, СД	6					■	■	
9	Разработка экранной формы	Р, СД	6						■	■
10	Составление пояснительной записки	СД	2							■



- студент-дипломник



- руководитель

4.2.3 Расчёт стоимости проведения строительства скважины при помощи ГНБ траншейным способом

Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующее оборудование и материалы:

Для проведения строительства подводного перехода необходимо следующее оборудование и материалы:

- Трубоукладчик «KOMATSU D155» - 10 шт.;
- Бульдозер «Т-170»;
- Землесос «ТЗР -151»;
- Лебедка протаскивающая «ЛП-151»;
- Экскаватор «Hitachi zx330»;
- Трубы с заводской изоляцией 530 мм – 87 шт.;
- Утяжелитель типа «УЧК – 530»;
- Рейка деревянная антисептированная (футировка)
- Масло моторное;
- Дизельное топливо;
- Бензин АИ-92.

Таблица 13 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу руб/нат.ед.	Стоимость материалов,руб.
Труба Дн = 530 мм	87	33000	2 871 000

Утяжелитель типа «УЧК – 530»	330	12600	4 158 000
Рейка деревянная антисептированная (футировка)	50	9000	450 000
Масло моторное, л	308	48,50	14938
Дизельное топливо, л	5500	29	159500
Бензин АИ-92, л	1000	29,3	29300
ИТОГО:			9 381 938

4.2.4 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизации (амортизационных отчислений) рассчитывается исходя из начальной стоимости оборудования и срока его эксплуатации согласно паспорту.

Амортизация для оборудования нефтегазовой области рассчитывается по линейному способу.

Расчет амортизационных отчислений производится по формуле:

$$K = \frac{1}{n} * 100\% \quad (28)$$

где К– норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта;

n – срок полезного использования объекта (в месяцах).

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 14

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Гарантийный срок эксплуатации и (год)	Количе- ство, шт.	Балансовая стоимость, млн. руб.		Сумма амортизации (170 дней), руб.
			одного объекта, руб.	Всего, руб.	
Трубоукладчик «KOMATSU D155»	15	10	7 200 000	72 000 000	2 266 666
Экскаватор «Hitachi zx330»	15	5	4 350 000	8 700 000	684 722
Бульдозер «Т-170»	15	2	2 700 000	5 400 000	170 000
Землесос «ТЗР - 151»	15	1	1 900 000	1 900 000	58 814
Лебедка протаскивающая «ЛП-151»	15	1	2 300 000	2 300 000	72 407
			Итого:		3 252 609

4.2.5 Расчет заработной платы для траншейного метода прокладки

К расходам на оплату труда относятся:

суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.;

начисления стимулирующего или компенсирующего характера –

надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др;

надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 15

Таблица 15 – Расчет заработной платы сотрудников за выполненную работу по траншейному методу.

№ п/ п	Должность	Числ.	Продолжительность работы, дн	Заработная плата в месяц с районным коэффициентом 1.7, северными надбавками 1.5, прочие. руб.	Заработная плата за весь период работы, руб.
1	Начальник	1	170	110 000	605 000
2	Мастер	2	170	80 000	880 000
3	Оператор	1	170	100 000	550 000

Таблица 15 – Расчет заработной платы сотрудников за выполненную работу для траншейного метода прокладки трубопровода.

№ п/ п	Должность	Числ.	Продолжительность работы, дн	Заработная плата в месяц с районным коэффициентом	Заработная плата за весь период работы, руб.
--------------	-----------	-------	------------------------------------	---	--

				1.7, северными надбавками 1.5, прочие. руб.	
4	Машинист трубоукладчик	10	170	70 000	3 850 000
5	Машинист землесосной установки	1	170	80 000	440 000
6	Электрогазосварщик 5-го разряда	4	170	42 000	924 000
7	Машинист экскаваторщик	5	170	60 000	1 650 000
8	Линейный трубопроводчик	10	170	60 000	3 300 000
9	Машинист установки «ЛП-151»	1	170	80000	440 000
				Итого	12 639 000

4.2.6. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и

общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп1} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 605\,000 = 90\,750$$

$$З_{доп2} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 880\,000 = 132\,000$$

$$З_{доп3} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 550\,000 = 82\,500$$

$$З_{доп4} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 3\,850\,000 = 577\,500$$

$$З_{доп5} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 440\,000 = 66\,000$$

$$З_{доп6} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 924\,000 = 138\,600$$

$$З_{доп7} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 1\,650\,000 = 247\,500$$

$$З_{доп8} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 3\,300\,000 = 495\,000$$

$$З_{доп9} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 440\,000 = 66\,000$$

4.2.7 Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления) по траншейному методу

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений определяется по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (29)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2018 г. взнос в социальные фонды установлен в размере 30% от заработной платы.

Расчет отчислений во внебюджетные фонды можно свести в таблицу 16

Таблица 16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Наименование выплат	Должность	Сумма, руб.
	Начальник	182 710
	Мастер	265 760
	Оператор	166 100
	Машинист трубоукладчик	1 162 700
Отчисления во внебюджетные	Машинист землесосной установки	132 880
фонды		
	Электрогазосварщик 5-го разряда	279 048
	Машинист экскаваторщик	498 300
	Линейный трубопроводчик	996 600
	Машинист установки «ЛП-151»	132 880
	Итого:	3 816 978

4.2.8 Затраты на проведение организационно-технического мероприятия по траншейному методу

Таблица 17 – Затраты на проведения организационно-технического мероприятия

Ном ер	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1.	Затраты на заработную плату	12 639 000	Таблица 15

2.	Отчисления во внебюджетные фонды	3 816 978	Таблица 16
3.	Затраты на материалы	9 381 938	Таблица 13
4.	Амортизационные отчисления	3 252 609	Таблица 14
5.	Затраты по дополнительной заработной плате	1 895 850	
6.	Итого основные расходы	30 986 375	
7.	Накладные расходы (16% от основных)	4 654 484	
8.	Всего затраты на мероприятие	35 640 859	

4.3. Определение ресурсоэффективности проекта

Ресурсоэффективность научной разработки можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (30)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, определяется экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 18

Таблица 18 - Сравнительная оценка характеристик разработки

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Повышение производительности	0,1	5
2. Удобство в эксплуатации	0,1	4
3. Энергоэкономичность	0,15	5
4. Надежность	0,25	4
5. Безопасность	0,3	4
6. Простота эксплуатации	0,1	4
Итого	1,00	25

Интегральный показатель ресурсоэффективности для исследуемой разработки:

$$I_{pi} = \sum a_i b_i = 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,3 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,25 \quad (31)$$

Рассчитанная оценка ресурсоэффективности разработки является достаточно высокой (4,25), что говорит об эффективности реализуемого метода с позиции ресурсной эффективности.

В итоге была доказана конкурентоспособность данного метода ГНБ с применением гидроимпульсного механизма, по отношению к другими аналогичными разработками. Был разработан график занятости, который ограничил выполнение работы в 36 дней. Также был посчитан бюджет НТИ равный 35 640 859 руб., большая часть которого включает затраты на заработную плату. Выполнение данного проекта и его реализация является значимой и эффективной.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4Е41	Кириллов Александр Максимович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.02 «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Анализ гидроимпульсного механизма и возможность его применения в наклонно-направленном бурении с горизонтальными участками скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – повышенная запыленность и загазованность; – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; – повреждения в результате контакта с насекомыми; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – повышенное значение напряжения в электрической цепи; – пожаровзрывоопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	2. Экологическая безопасность <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);

	– решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <p>4.1 – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</p> <p>4.2 – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.05.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Штейнле А.В.	К.М.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е41	Кириллов Александр Максимович		

5. Социальная ответственность при бурении наклонно-направленной с горизонтальным участком скважины.

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется анализ гидроимпульсного механизма и возможность его применения в наклонно-направленном бурении с горизонтальными участками скважин. В процессе строительства скважины выполняются различные виды работ: бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, долив скважины, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, цементирование обсадных колонн, проведение геофизических исследований, освоение скважины, контроль процесса свабирования. К возможным пользователям разработанного технологического проекта можно отнести буровые организации и организации, сфера деятельности которых направлена на разработку рабочих проектов на строительство скважин.

В разделе рассмотрены вопросы, касающиеся производственной безопасности, экологической, безопасности при возникновении чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

При производстве работ необходимо строгое соблюдение правил техники безопасности.

5.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин существует риск получения серьезного вреда здоровью.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 19 для дальнейшего анализа.

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
бурение, спуско-подъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины	1)повышенный уровень шума; 2)повышенный уровень вибрации; 3)недостаточная освещенность рабочей зоны; 4) повышенная запыленность и загазованность; 5)повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 6)повреждения в результате контакта с насекомыми.	1) движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2) повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3) пожаро-взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.003-2014 [1] ГОСТ 12.1.012–2004 [3] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [4] СанПиН2.2.1./2.1.1.1278-03 [20] ГН 2.2.5.1313-03 [12] ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ [6] СанПиН 2.2.4.548–96 [7] ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ [13] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ [14] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [15] ГОСТ Р 12.4.296-2013 [19]

5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

В данном разделе рассмотрим факторы, которые могут воздействовать на организм человека в процессе строительства скважины, нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Повышенный уровень шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в упругой среде (твердой, жидкой или газообразной). Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Производственный шум рассматривают как совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные ощущения. Источником возникновения шума являются вибрационные сита в центральной системе грубой очистки бурового раствора, буровые насосы в насосном блоке и дизельные установки.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [31]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные и коллективные средства защиты.

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противοшумные вкладыши, противοшумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [32].

Повышенный уровень вибрации

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Вибрация при частоте

16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Регулируется ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ [33].

Рассматривая нарушение состояния здоровья при воздействии, вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетативная неустойчивость.

Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [34].

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и правильная организация труда и отдыха [30].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [30]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой

используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: стол ротора – 100 лк; полатя верхового рабочего – 10 лк; приемный мост – 30 лк. Насосное помещение: пусковые ящики – 50 лк; буровые насосы – 25 лк [31].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При бурении скважины могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня.

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [12]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м³
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. Резкие колебания температуры неблагоприятно влияют на организм человека, приводят в быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м 2 (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² [35].

Профилактика перегревания и его последствий осуществляется разными способами. При высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -40°C, при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [38].

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из-под одежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [9].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях, поэтому в близлежащих окрестностях обитают гнус и клещевые инфекции.

К гнусу относят комплекс летающих кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрецы, слепни, москиты), к клещевым инфекциям относят инфекционные природно-очаговые заболевания, возбудителей которых передают иксодовые клещи.

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита. В случае защиты от клещевых инфекций можно

использовать противэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. [19]

5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.

На буровой имеется множество различных машин и механизмов, таких как вибрационные сита, гидроциклоны, буровые насосы, верхний силовой привод, ключи УМК и АКБ, ротор, буровая лебедка. При их неправильной эксплуатации возможно получение механических травм. Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты [31]:

- 1) сапоги кожаные с жестким подноском; 2) сапоги резиновые с жестким подноском;
 - 3) каска защитная; 4) подшлемник под каску; 5) перчатки с полимерным покрытием;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом
 - пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения [33,34].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Источниками возникновения травм от электрического тока могут являться различные электрические приборы (например, двигатели буровых насосов, вибросит, автоматических буровых ключей). Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [32], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)» [33].

Коллективные средства защиты:

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- изолирующие устройства и покрытия.

Индивидуальные средства защиты:

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [35].

Пожаровзрывоопасность

Источником возникновения пожара на буровой могут служить движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрические приборы, предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе, курение в неположенном месте, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [33].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

огнетушитель пенный - 2 шт.

лопата - 2 шт.

багор - 2 шт.

топор - 2 шт.

ведро - 2 шт.

ящик с песком - 1 шт.

кашма 2×2 м - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева. Выхлопные трубы всех ДВС, работающих на буровой площадке, как стационарных, так и входящих в состав передвижных агрегатов, и транспортных средств, должны оборудоваться искрогасителями. Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

5.2 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность в силу своей специфики, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, является одной из самых загрязняющих экологию отраслей.

В связи с этим необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы

следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [34].

Гидросфера и литосфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, минеральные воды, нефтепродукты), бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно

осуществляться только в металлических емкостях;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [36].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли [37].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы [35].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным чрезвычайным ситуациям при строительстве скважин следует отнести: лесные пожары, газонефтеводопроявления (ГНВП), взрывы горючесмазочных материалов, повреждения буровой установки.

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе бурения, является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое может перерасти в открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента. Открытые фонтаны (ОФ) могут представлять большую угрозу не только для нефтепромысловых объектов, но и для населенных пунктов и промышленных комплексов, расположенных в районе аварийной скважины. Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спуско-подъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с ГНВП, обучение буровой бригады.

Вскрытие продуктивного пласта запрещается при отсутствии в КНБК клапана – отсекающего, а под ведущей трубой шарового клапана. При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины,

дегазации бурового раствора и к доведению его параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно долиняться при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора, долитого в скважину. Важным профмероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. Бурильщик и его помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания пласта.

Действия буровой бригады при ГНВП:

1. зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
2. загерметизировать канал бурильных труб и устье скважины (закрывать превенторы);
3. оповестить руководство предприятия о ГНВП;
4. действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

1. вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
2. глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий

проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов- изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;

- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающиеся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;

- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводоизготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [38].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро- или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения

установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

- а) ПЭС мощностью до 125 кВт разрешается устанавливать в привышечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;
- б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);
- в) ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста, должны устанавливаться на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника;
- г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м.

Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах [38].

Заключение

В ходе работы проведен анализ различных модификаций гидроимпульсного механизма, рассмотрен горизонтально направленный способ бурения и аварии, возникающие в процессе данного метода, а именно прихват бурового инструмента, а также методы и инструменты для ликвидации данной аварии.

Рассчитана страгивающая нагрузка примерно равная силе трения между скважиной и компоновкой низа буровой колонны, для того чтобы определить какие импульсы нужны для страгивания колонны и бурового инструмента с места прихвата.

Предложена методика, позволяющая оценить и минимизировать риски при строительстве скважин в условиях, близких к несовместимым (обеспечение устойчивости ствола за счет увеличения плотности бурового раствора и возможности использования в совокупности с раствором ГИМ, как дополнительного устройства, ликвидирующий дифференциальный прихват), определить вид прихвата (дифференциальный или нет). Производственный опыт свидетельствует об эффективности предложенного решения.

Для принятия оперативного решения по технологии выполняемых работ в подобных условиях, управлению свойствами бурового раствора (ввод кольматантов, облегчающих, смазывающих добавок и т. д.) необходимо применение комплекса LWD с датчиками давления, позволяющими определять пластовое и забойное давления в режиме реального времени и применение ГИМ, как дополнительного оборудования для создания импульсов или вибрации предотвращающих прилипание инструмента.

Рассчитана максимально допустимая плотность бурового раствора при превышении которой возможно получение «не ликвидируемого» дифференциального прихвата.

Рассчитана толщина стенки и проведена проверка на прочность трубопровода, проложенного методом горизонтально направленного бурения, а также проведена проверка трубопровода на смятие, для того чтобы понять какие нагрузки может воспринимать труба. И выдержит ли трубопровод воздействие амплитудных колебаний, производимых ГИМ при применении его, как дополнительного оборудования, ликвидирующего прихваты.

Список использованных источников

1. Новосельцева (Цыганкова) М. В. Обоснование параметров гидроимпульсного механизма для бурильных // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – 2017, Томск С.20 - 45
2. Новосельцева (Цыганкова) М. В. Анализ гидроударных и силовых гидроимпульсных узлов / Новосельцева (Цыганкова) М. В. //Справочник. Инженерный журнал. - 2014 - №. 9. - С. 51-54
3. Новосельцева (Цыганкова) М. В. Система формирования силовых импульсов на буровых установках для разрушения пород различной крепости Новосельцева (Цыганкова) М. В. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2013. - Вып. S4 (1). - С. 497-500
4. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Ложкин С.С., Горпинченко В.А., «Образование дифференциальных прихватов и метод их ликвидация.» 2013. С 116-128
5. Пашков Е. Н., Зиякаев Г. Р., Новосельцева М. В. Анализ эффективности гидроимпульсного механизма бурильных машин // Молодой ученый. — 2015. — №10. — С. 282-287. — URL <https://moluch.ru/archive/90/18944/>
6. Пашков, Е.Н., Зиякаев Г.Р., Юровский П.Г. Одноконтурный гидроимпульсный механизм бурильных машин //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). — 2013. — № 12. Отдельные статьи (специальный выпуск). Актуальные проблемы машиностроения. — с. 95–99.
7. Инструкция по борьбе с прихватами колонны труб при бурении скважин. // М.: Недра – 1976. 2. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. // М.: Недра – 1983.
8. Инструкция по установке нефтяных ванн для ликвидации прихватов. // Краснодар: ВНИИКРнефть – 1974.
9. Осипов П.Ф., Чупров И.Ф., Фомин А.С. Причины прихвата алмазных долот и долот ИСМ на забое при турбинном бурении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005 – № 9. – С. 31-33.

- 10.Новосельцева (Цыганкова) М. В. Характеристики конструктивных параметров гидроимпульсного силового механизма / Новосельцева (Цыганкова) М. В. // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). - 2013. - Вып. S4 (1). - С. 551-555
- 11.Бутенин, Н.В., Лунц Я.Л., Меркин Д.Р. Курс теоретической механики: Учебник. В 2-х томах. Т. II.: Динамика.— 2-е изд. Перераб. и доп.— М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1979.— 544 стр.
- 12.Липин, А.А., Танайно А.С., Тимонин В.В. Современные погружные машины для бурения скважи. Горная техника: Каталог-справочник. — СПб.: ООО «Славутич», 2006.— с. 116–123.
- 13.Патент на ПМ 79924 РФ. МПК7 Е 21В 6/02, В25D 16/00. Гидроимпульсная свабойная машина / Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Юровский П.Г., Пономарев А.В. Оpubл. 10.10.2013 г.
- 14.Патент на ПМ 71369 РФ. МПК7 Е 21В 6/02, В25D 16/00. Станок для бурения скважин в подземных условиях /А.В. Шадрина, А.А. Казанцев, А.Л. Саруев, Л.А. Саруев. Оpubл. 10.03.2008 г.
- 15.Шадрина, А.В., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Динамические процессы в колонне труб при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок // Томск. Изд-во Томского политехнического университета. 2009.— 175 с.
- 16.Пашков, Е.Н., Саруев Л.А., Зиякаев Г.Р. Математическое моделирование гидроимпульсного механизма бурильных машин // Горный информационно-аналитический бюллетень.— 2011.— № 5 — с. 26–31.
- 17.Пашков, Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. Дифференциальные уравнения процессов гидроимпульсного силового механизма бурильных машин / Пашков Е.Н., Зиякаев Г.Р., Кузнецов И.В. // Приволжский научный вестник.— 2013.— № 4 (20).— с. 32–36.
- 18.ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования

- 19.ГОСТ 31192.1 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека
- 20.ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования к безопасности
- 21.ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 22.ГОСТ 17.4.3.02-85 Правила производства земляных работ
- 23.ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
- 24.ГОСТ 12.0.003-74* Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 25.СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве (часть 1). Общие Требования
- 26.СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве (часть 2). Общие Требования
- 27.ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями №1,2)
- 28.СТО НОСТРОЙ 15 – 2011 Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения-.:М-2012
- 29.ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности
- 30.ГОСТ 12.3.009-76 Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
- 31.ГОСТ 12.4.125-83 Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация
- 32.ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод
- 33.СНиП 2.06.14-85 Защита горных выработок от подземных и поверхностных вод

- 34.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
- 35.СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях
- 36.Р 2.2.2006-05 Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
- 37.ГОСТ 12.1.030-81 Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
- 38.ГОСТ Р 12.4.238-2007. Средства индивидуальной защиты глаз и лица при сварке и аналогичных процессах. М: Стандартинформ, 2008
- 39.Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 29.12.2015) "Об отходах производства и потребления"
- 40.Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
- 41.ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
- 42.Постановление Правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (ред. от 14.04.2014) "Об утверждении Правил пожарной безопасности в лесах"/ Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации "охрана окружающей среды". 1970.
- 43.ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»; 81
- 44.ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- 45.ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»;
- 46.ГОСТ 12.4.026-76 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные и знаки безопасности;